

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Definição de Requisitos Necessários à Interoperabilidade entre IED's na Rede Elétrica de Distribuição

Gonçalo Cruz Marques da Silva

VERSÃO FINAL

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Hélder Leite

Co-orientador: Engenheiro David Lima

Julho de 2015

A Dissertação intitulada

***“Definição de Requisitos Necessários à Interoperabilidade entre IED's na
Rede Elétrica de Distribuição”***

foi aprovada em provas realizadas em 17-07-2015

o júri



Presidente **Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro**

Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Sérgio Augusto Pires Leitão

Professor Auxiliar do Departamento de Engenharias da Escola de Ciências e
Tecnologias da Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro



Professor Doutor Helder Filipe Duarte Leite

Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - Gonçalo Cruz Marques da Silva

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

Com a evolução dos Sistemas de Automação de Subestações, têm surgido novas tecnologias de comunicação que asseguram uma maior fiabilidade do Sistema Elétrico de Energia e, consequentemente, qualidade no fornecimento de energia aos consumidores finais. A norma IEC 61850 é exemplo dessa evolução, em que o seu grande objetivo consiste na garantia de interoperabilidade entre dispositivos de diferentes fabricantes numa Subestação, essencialmente, pela normalização das redes de comunicação e respetivos equipamentos. Sendo que ainda não foi plenamente obtida a interoperabilidade, é âmbito desta dissertação a definição de requisitos necessários à interoperabilidade entre IED's na rede Elétrica de Distribuição portuguesa.

Esta dissertação apresenta os ensaios de funcionamento e conformidade com norma IEC 61850, especificados na mesma. Alguns destes ensaios eram já realizados antes da aplicação da norma IEC 61850, sendo agora adaptados às novas necessidades. São ainda apresentados possíveis testes de interoperabilidade a realizar. Estes últimos não são especificados na norma, mas revelam-se de grande importância na obtenção da interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes, dado que os testes de conformidade definidos apenas testam um equipamento de forma singular e não o sistema global. Isto significa que um equipamento aprovado em testes de conformidade, pode não estar apto a operar com outros equipamentos. São apresentadas ferramentas de teste à norma IEC 61850, como OMICRON e RTDS technologies.

Com a identificação de alguns entraves à interoperabilidade entre IED's de diferentes fabricantes, pela análise da implementação feita pelos diferentes fornecedores das Subestações do Operador da Rede de Distribuição portuguesa (EDP Distribuição), é apresentada uma solução para normalização dos descritivos de sinais, segundo a norma IEC 61850, utilizados para efeitos de comunicação vertical e horizontal nas Subestações.

A dissertação contempla também a realização de ensaios às sinalizações de um painel tipo de Média Tensão, em que os IED's associados aos painéis comunicam por IEC 61850. Estes foram realizados através da ferramenta da OMICRON, IEDScout, que permite simulação das comunicações e sinais.

Neste trabalho é ainda explorada a possibilidade da aplicação da norma IEC 61850 em Sistemas de Alimentação, realizando uma normalização semelhante para os sinais utilizados nestes sistemas. É descrita a necessidade desta aplicação, bem como os possíveis benefícios da mesma.

Palavras-chave: Interoperabilidade; Norma IEC 61850; Rede de Comunicação em Subestações; Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua; Sistemas de proteção, Comando e Controlo; Testes de Funcionamento e Conformidade; Testes de Interoperabilidade.

Abstract

The evolution of Substation Automation Systems brought new communication technologies that ensure greater reliability of the Electric Power System and, consequently, quality of energy supply to final consumers. The standard IEC 61850 is an example of it, as its main goal is to guarantee interoperability between devices from different manufacturers in a Substation, essentially, by the normalization of communication networks and respective equipment. Since interoperability has not been obtained, the definition of requirements for interoperability between IED's in Portuguese Electrical Distribution Network is a primary object of this dissertation.

This document presents the operating tests and conformance tests according with the standard IEC 61850. Some of these tests were already performed before the application of IEC 61850, being now adapted to its needs. It also features possible interoperability tests to be performed. These are not specified in the standard, however, they have revealed to be an important asset to achieve the interoperability between equipment from different sellers, as specified, conformance tests only test a unique equipment and not the overall system. A device approved in conformance testing can not be able to operate with other equipment. It also presents IEC 61850 testing tools, as OMICRON and RTDS technologies.

The identification of some barriers to the interoperability between IED's from different sellers, made by the analysis of the implementation made by different suppliers of Portuguese Distribution System Operator (EDP Distribuição), presents a solution to the normalization of descriptive signals in accordance with the standard IEC 61850, used for vertical and horizontal communication purposes in Substations.

This document also includes performance signal tests of a typical Medium Voltage Panel, which communicates by IEC 61850. These were performed by OMICRON's software, IEDScout, which allows the simulation of communications and signals.

It also explores the possibility of the application of IEC 61850 in Power Systems by performing a similar normalization of signal used in these systems. The need for this application is described, as well as its possible benefits.

Keywords: Communication Network in Substations; Direct Current Power Systems; IEC 61850 Standard; Interoperability; Interoperability tests; Operation and Conformance Testing; Protection System, Command and Control.

Agradecimentos

Agradeço aos meus orientadores, o Professor Doutor Helder Leite e o Engenheiro David Lima pela disponibilidade e confiança depositada, bem como ao Engenheiro Alberto Pinto. A orientação recebida foi uma grande ajuda na concretização do trabalho. Agradeço pela oportunidade que me deram em trabalhar com eles e na EDP Distribuição.

Agradeço também a todas as pessoas do Departamento de Manutenção de Subestações da EDP Distribuição pela forma como me acolheram nestes meses, em especial ao pessoal de Sistemas pela disponibilidade e ajuda no esclarecimento de dúvidas. Contribuíram em muito para este trabalho e para a minha formação.

À minha família, em especial aos meus pais e irmã por me terem apoiado e proporcionado as condições necessárias para o sucesso na vida académica.

Por último, agradeço a todos os meus amigos que me têm acompanhado em todos os momentos e que pelo companheirismo demonstrado se tornaram de grande importância na concretização desta etapa.

Gonçalo Cruz Marques da Silva

*“Great men are not born great,
they grow great . . .”*

Mario Puzo

Conteúdo

Resumo	i
Abstract	iii
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiv
Abreviaturas	xv
1 Introdução	1
1.1 Estrutura da Dissertação	2
2 As comunicações numa Subestação de Distribuição: a atualidade em 2015	5
2.1 Rede de comunicação horizontal e vertical nas Subestações: Subestação de Distribuição em Portugal	5
2.2 A necessidade da interoperabilidade entre IED's numa Subestação: estado da arte em 2015	11
2.3 Linguagem de Configuração de Subestações (SCL, Substation Configuration Language)	15
2.4 A comunicação Horizontal - Mensagens GOOSE	16
2.5 Modelo de Dados de um Dispositivo Físico, IED	18
2.5.1 Nós Lógicos	19
2.6 Os benefícios da norma IEC 61850 para o Operador da Rede de Distribuição . . .	22
2.7 Considerações Finais	23
3 Ensaios e testes de funcionamento numa Subestação com protocolo IEC 61850	25
3.1 Introdução aos testes de funcionamento numa Subestação do Operador da Rede de Distribuição – EDP Distribuição	25
3.2 Testes de Garantia e Qualidade	26
3.2.1 Classificação de Testes de Qualidade	27
3.3 Testes de Conformidade	30
3.4 Testes Funcionais	33
3.5 Testes de Interoperabilidade	35
3.5.1 Tipos de Testes de Interoperabilidade	38
3.5.2 A importância dos Testes de Interoperabilidade	40
3.6 Testes de Desempenho do Sistema	40
3.7 Dispositivo de Teste Universal	43
3.8 Ferramentas OMICRON® para testes da Norma IEC 61850	44

3.9	Ferramentas RTDS Technologies®	49
3.9.1	Vantagens da utilização de um RTDS em sistemas com a norma IEC 61850	51
3.10	Considerações finais	51
4	Normalização dos Nós Lógicos para desenvolvimento de IED's segundo a norma IEC 61850	53
4.1	Comparação dos Nós Lógicos utilizados atualmente pelos fabricantes Efacec, Siemens, ABB e GE nos IED's utilizados nas Subestações da EDP Distribuição SA	53
4.2	Nós Lógicos segundo a Norma IEC 61850	55
4.2.1	Nós Lógicos para Funções de Proteção	56
4.2.2	Nós Lógicos para Controlo	58
4.2.3	Nós Lógicos para Dispositivos Físicos	59
4.2.4	Nós Lógicos para Sistema e Segurança do Dispositivo	59
4.2.5	Nós Lógicos relacionados com os equipamentos primários	59
4.2.6	Nós Lógicos relacionados com Serviços de Sistema	61
4.3	Normalização de Nós Lógicos segundo a norma IEC 61850	61
4.4	Considerações Finais	65
5	Ensaaios à norma IEC 61850 com recurso à ferramenta IEDScout	67
5.1	Nota introdutória ao IEDScout	67
5.2	Funcionalidade do IEDScout	67
5.3	Procedimento e equipamentos	68
5.4	Resultados obtidos nos ensaios às sinalizações dos IED's da Efacec e GE	71
5.5	Considerações finais	73
6	Aplicação da norma IEC 61850 em Sistemas de Alimentação nas Subestações da Rede de Distribuição	75
6.1	Introdução aos Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua	75
6.2	As vantagens da aplicação da norma IEC 61850 nos Sistemas de Alimentação	78
6.3	Normalização das Sinalizações e Medidas, segundo a norma IEC 61850	79
6.4	Considerações finais	79
7	Conclusões e Trabalhos Futuros	81
7.1	Conclusões	81
7.2	Trabalhos Futuros	82
A	Nós Lógicos para funções de IED's	85
A.1	Nós Lógicos para Sinalizações	85
A.2	Nós Lógicos para Medidas	94
A.3	Nós Lógicos para Comandos	97
B	Resultados dos ensaios com IEDScout	101
B.1	Ensaaios às sinalizações	101
	Referências	107

Lista de Figuras

2.1	Arquitetura e organização funcional de alto nível do SPCC	7
2.2	Comunicação Vertical (a vermelho) e Horizontal (a azul)	7
2.3	Arquitetura atual da Rede de comunicação numa Subestação da Rede de Distribuição Portuguesa	9
2.4	Níveis funcionais numa Subestação, segundo a norma IEC 61850	10
2.5	Arquitetura de uma Subestação	11
2.6	Painéis traseiros de IEDS's, respetivamente, fabricante ABB e Efacec	13
2.7	Painel traseiro de IED, do fabricante Siemens	14
2.8	Relação entre ficheiros SCL e ferramentas de engenharia	16
2.9	Modelo GSE (Generic Substation Event)	17
2.10	Modelo de dados, segundo IEC 61850	19
2.11	Interação de Nós Lógicos, segunda parte 5 da norma IEC 61850	20
2.12	Exemplo de uma referência pela parte 7-1 da norma IEC 61850	21
3.1	Etapas para Garantia de Qualidade, segundo IEC 61850-4	27
3.2	Processo de Avaliação de Conformidade, parte 10 da norma IEC 61850	32
3.3	Esquema de teste funcional a um IED baseado na norma IEC 61850	34
3.4	Ligações físicas em ensaios funcionais	35
3.5	Sistema para teste de interoperabilidade com vários IED's	37
3.6	Tempo de transferência de mensagens	41
3.7	Teste de desempenho do sistema	42
3.8	Modelo geral de teste segundo a IEC 61850 com as ferramentas OMICRON	44
3.9	Ambiente gráfico do módulo IEDScout	46
3.10	Módulo de configuração SV	47
3.11	Esquema de teste de valores amostrados numa MU	47
3.12	Interface da aplicação SVScout, com valores amostrados de tensão e corrente	48
3.13	Equipamento CMC 850 da OMICRON e caixa de interface CMIRIG-B	49
3.14	Esquema de ensaio de conformidade com a IEC 61850, utilizando o simulador RTDS	50
5.1	Interface gráfica da ferramenta IEDScout	68
5.2	Ambiente de ensaio com IED da Efacec	69
5.3	Esquema de montagem do ensaio realizado ao IED da Efacec	70
5.4	Ambiente de ensaio com IED da GE	71
5.5	Sinalizações (em %) aprovadas, não aprovadas e não implementadas em IEC 61850, nos IED's da Efacec e GE	73
6.1	Diagrama genérico da constituição do SACC	77

Lista de Tabelas

4.1	Exemplo de Descritivos na Base de Dados de uma Subestação	54
4.2	Descritivos utilizados para a função de Disjuntor	55
4.3	Descritivos utilizados para as funções de Máximo de Intensidade, para caracterís- tica instantânea e de tempo	55
4.4	Descritivos SCADA e solução para LN's de cada Sinalização, relacionada com funções de disjuntor	62
4.5	Descritivos SCADA e solução para LN's de cada Sinalização, relacionada com funções de máximo de intensidade	62
4.6	Descritivos SCADA e solução para LN's de cada Sinalização, relacionada com funções de religação	63
4.7	Descritivos SCADA e solução para LN's de cada Sinalização, relacionada com outras funções	63
4.8	Descritivos SCADA e solução para LN's de cada função de Medida	64
4.9	Descritivos SCADA e solução para LN's de cada função de Comando	65
5.1	Resultado do teste às sinalizações relacionadas com funções do disjuntor, ao IED da Efacec	72
6.1	Descritivos SCADA e da norma IEC 61850 para Sinalizações	79
6.2	Descritivos SCADA e da norma IEC 61850 para Medidas	79
A.1	Nós Lógicos utilizados pela Siemens para Sinalizações relacionadas com funções de disjuntor	85
A.2	Nós Lógicos utilizados pela Siemens para Sinalizações relacionadas com funções de máximo de intensidade	86
A.3	Nós Lógicos utilizados pela Siemens para Sinalizações relacionadas com funções de religação	86
A.4	Nós Lógicos utilizados pela Siemens para Sinalizações relacionadas com outras funções	87
A.5	Nós Lógicos utilizados pela Efacec para Sinalizações relacionadas com funções de disjuntor	87
A.6	Nós Lógicos utilizados pela Efacec para Sinalizações relacionadas com funções de máximo de intensidade	88
A.7	Nós Lógicos utilizados pela Efacec para Sinalizações relacionadas com funções de religação	88
A.8	Nós Lógicos utilizados pela Efacec para Sinalizações relacionadas com outras fun- ções	89
A.9	Nós Lógicos utilizados pela ABB para Sinalizações relacionadas com funções de disjuntor	89

A.10 Nós Lógicos utilizados pela ABB para Sinalizações relacionadas com funções de máximo de intensidade	90
A.11 Nós Lógicos utilizados pela ABB para Sinalizações relacionadas com funções de religação	90
A.12 Nós Lógicos utilizados pela ABB para Sinalizações relacionadas com outras funções	91
A.13 Nós Lógicos utilizados pela GE para Sinalizações relacionadas com funções de disjuntor	92
A.14 Nós Lógicos utilizados pela GE para Sinalizações relacionadas com funções de máximo de intensidade	93
A.15 Nós Lógicos utilizados pela GE para Sinalizações relacionadas com funções de religação	93
A.16 Nós Lógicos utilizados pela GE para Sinalizações relacionadas com outras funções	94
A.17 Nós Lógicos utilizados pela Siemens para funções de Medida	95
A.18 Nós Lógicos utilizados pela Efacec para funções de Medida	95
A.19 Nós Lógicos utilizados pela ABB para funções de Medida	96
A.20 Nós Lógicos utilizados pela GE para funções de Medida	96
A.21 Nós Lógicos utilizados pela Siemens para funções de Comando	97
A.22 Nós Lógicos utilizados pela Efacec para funções de Comando	98
A.23 Nós Lógicos utilizados pela ABB para funções de Comando	99
A.24 Nós Lógicos utilizados pela GE para funções de Comando	100
 B.1 Resultado do teste às sinalizações relacionadas com funções do disjuntor, ao IED da Efacec	101
B.2 Resultado do teste às sinalizações relacionadas com funções do disjuntor, ao IED da GE	102
B.3 Resultado do teste às sinalizações relacionadas com funções de máximo de intensidade, ao IED da Efacec	102
B.4 Resultado do teste às sinalizações relacionadas com funções de máximo de intensidade, ao IED da GE	103
B.5 Resultado do teste às sinalizações relacionadas com funções de religação, ao IED da Efacec	103
B.6 Resultado do teste às sinalizações relacionadas com funções de religação, ao IED da GE	104
B.7 Resultado do teste às sinalizações relacionadas com outras funções, ao IED da Efacec	104
B.8 Resultado do teste às sinalizações relacionadas com outras funções, ao IED da GE	105

Abreviaturas

ACSI	<i>Abstract Communication Service Interface</i>
AT	Alta Tensão
CID	<i>Configured IED Description</i>
DEF	Documento Normativo de Especificação Funcional de Materiais e Aparelhos da EDP Distribuição Energia
DMA	Documento Normativo de Características e Ensaios de Materiais e Aparelhos da EDP Distribuição Energia
DUT	<i>Device Under test</i>
EDP	Energias de Portugal
FAT	<i>Factory Acceptance Test</i>
Gbps	Gigabit por segundo
GOOSE	<i>Generic Object Oriented Substation Event</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
GSE	<i>Generic Substation Event</i>
GSSE	<i>Generic Substation Status Event</i>
ICD	<i>IED Configuration Description</i>
IEC	<i>The International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IHM	Interface Homem-Máquina
IP	<i>Internet Protocol</i>
LAN	<i>Local Area Network</i>
LC	<i>Logical Connection</i>
LD	<i>Logical Device</i>
LN	<i>Logical Node</i>
Mbps	Megabit por segundo
MICS	<i>Model Implementation Conformance Statement</i>
MT	Média Tensão
MU	<i>Merging Unit</i>
PCL	Posto de Comando Local
PD	<i>Physical Device</i>
PICS	<i>Protocol Implementation Conformance Statement</i>
PIXIT	<i>Protocol Implementation eXtra Information for Testing</i>
RLC	Rede Local de Comunicação
RMS	Valor eficaz
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i>
SACC	Sistema de Alimentação de Corrente Contínua
SAS	Sistema de Automação de Subestações
SAT	<i>Site Acceptance Test</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>

SCC	Sistema de Comando e Controlo
SCD	<i>Substation Configuration Description</i>
SCL	<i>Substation Configuration Language</i>
SE	Subestação
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SMV	<i>Sampled Measured Value</i>
SP	Sistema de Proteção
SPCC	Sistema de Proteção, Comando e Controlo
SSD	<i>System Specification Description</i>
SV	<i>Sampled Value</i>
SW	<i>Switch</i>
TCP	<i>Transmission Control Protocol</i>
TI	Transformador de Corrente
TT	Transformador de Tensão
UC	Unidade Central
URTA	Unidade Remota de Teleação e Automação
Vca	Tensão em Corrente Alternada
Vcc	Tensão em Corrente Contínua
VLAN	<i>Virtual Local Area Network</i>
XML	<i>eXtensible Markup Language</i>

Capítulo 1

Introdução

Em busca por um compromisso entre qualidade de serviço, fiabilidade, flexibilidade, economia e capacidade de comando e controlo dos equipamentos primários de uma Subestação na Rede de Distribuição, cabe ao Operador aplicar medidas no sentido de atingir estes objetivos.

Recentemente, houve uma grande melhoria ao nível da tecnologia em redes de comunicação que torna possível a ação dos Sistemas de Automação numa Subestação. Recorrendo a tecnologias como Ethernet, TCP/IP, redes de alta velocidade e computadores de alto desempenho a baixo custo, garantem novas capacidades que não existiam aquando da criação dos protocolos de automação em Subestações. Por forma a tirar proveito da modernização tecnológica a Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC, da literatura anglo-saxónica: *International Electrotechnical Commission*) projetou um novo “standard” no âmbito da automação em Subestações, denominado IEC 61850.

O Operador da Rede de Distribuição portuguesa, EDP Distribuição SA, procura atingir a interoperabilidade entre IED’s de diferentes fabricantes com a norma IEC 61850, cujo estado de desenvolvimento ainda não se encontra plenamente finalizado/alcançado. Assim, espera-se uma expansão dos Sistemas de Automação de Subestações com base na norma IEC 61850 por forma a padronizar as comunicações ao nível das Subestações. Com a aplicação da norma, pretende-se que a arquitetura da rede de comunicação se torne semelhante entre diferentes Subestações, estando assim aptas a responder a incompatibilidades entre equipamentos de diferentes fabricantes.

Com a não verificação da plena interoperabilidade em Subestações da responsabilidade do Operador da Rede de Distribuição portuguesa, torna-se necessário especificar, junto dos fabricantes, o que é desejado ao nível de implementação segundo a norma IEC 61850, para que se verifique coerência entre os diferentes IED’s. O facto de a norma IEC 61850 não definir testes de interoperabilidade deixa ao Operador a necessidade de explorar possíveis soluções que permitam a verificação da mesma.

A par dos Sistemas de Proteção, Comando e Controlo existem os Sistemas de Alimentação, responsáveis por fornecer os diferentes níveis de tensão necessários à operação de todos os equipamentos do sistema, bem como assegurar o pleno funcionamento da Subestação em caso de falha na rede elétrica ou avaria de equipamentos.

Assim, é objetivo desta dissertação, intitulada “Definição de requisitos necessários à interoperabilidade entre IED’s na rede Elétrica de Distribuição”, juntamente com a norma IEC 61850, definir requisitos necessários à interoperabilidade entre IED’s dentro do que é a realidade da EDP Distribuição. Os requisitos definidos poderão vir a fazer parte de uma lista com especificações a ser entregue aos fabricantes, no momento da aquisição de SPCC’s.

1.1 Estrutura da Dissertação

A dissertação está dividida em sete capítulos. O primeiro apresenta uma introdução do tema em estudo, bem como a motivação e objetivos do trabalho desenvolvido. É ainda descrita a estrutura da dissertação, resumindo cada um dos capítulos.

O capítulo dois consiste na revisão de literatura sobre as comunicações numa Subestação de Distribuição. É descrita a rede de comunicação horizontal e vertical na Subestação e apresentada a necessidade de interoperabilidade entre IED’s de diferentes fabricantes. É ainda apresentada a Linguagem de Configuração de Subestações, bem como a comunicação horizontal por mensagens GOOSE e o modelo de dados de um IED. O capítulo é finalizado com a apresentação de possíveis benefícios com a aplicação da norma IEC 61850 por parte do Operador da Rede de Distribuição.

O capítulo três consiste na revisão de literatura relativa a ensaios e teste de funcionamento numa Subestação com protocolo IEC 61850. É apresentada uma introdução aos testes de funcionamento numa Subestação do Operador da Rede de Distribuição. Seguidamente, são descritos os ensaios e testes propostos na norma, como Testes de Garantia de Qualidade, Testes de Conformidade, Testes Funcionais e Testes de Desempenho do Sistema. Os Testes de Interoperabilidade, não definidos na norma, são também apresentados. Por fim, descreve-se um Dispositivo de Teste Universal, bem como ferramentas de teste à norma IEC 61850, da OMICRON e da RTDS technologies.

O capítulo quatro consiste na Normalização dos Nós Lógicos para desenvolvimento de IED’s segundo a norma IEC 61850. É apresentada uma comparação dos Nós Lógicos utilizados atualmente pelos fornecedores Efacec, Siemens, ABB e GE, que fornecem os SPCC’s do Operador da Rede de Distribuição, EDP Distribuição SA. São apresentados os Nós Lógicos especificados na norma IEC 61850 para funções de Proteção, Controlo, Dispositivos Físicos, Sistema e Segurança do Dispositivo, equipamentos primários e Serviços de Sistema. Nesse mesmo capítulo, é apresentada uma possível solução para a normalização dos Nós Lógicos segundo a norma IEC 61850.

O Capítulo cinco aborda o software IEDScout da OMICRON para ensaios à norma IEC 61850. É apresentada uma introdução ao software, seguida do procedimento e equipamentos utilizados em ensaios.

O capítulo seis aborda os Sistemas de Alimentação nas Subestações da Rede de Distribuição e a possível aplicação da norma IEC 61850 na comunicação de sinalizações e medidas. É apresentada uma introdução sobre os Sistemas de Alimentação e as vantagens da aplicação da norma IEC 61850, bem como proposta a normalização das sinalizações e medidas utilizadas atualmente.

O capítulo sete, e último, apresenta as principais conclusões, limitações e contribuições deste trabalho de dissertação. São também apresentadas sugestões de possíveis trabalhos futuros.

Capítulo 2

As comunicações numa Subestação de Distribuição: a atualidade em 2015

Neste Capítulo será descrita a rede de comunicação horizontal e vertical nas Subestações da Rede de Distribuição em Portugal (60/30kV ou 60/15kV), respetiva estrutura e arquitetura, bem como os níveis funcionais da subestação. Apresenta-se a necessidade e os requisitos da interoperabilidade entre Dispositivos Eletrónicos Inteligentes (IED's, da literatura anglo-saxónica: *Intelligent Electronic Devices*) numa Subestação: estado da arte em 2015. Por último, são apresentados: Linguagem de Configuração de Subestações (SCL, do inglês: *Substation Configuration Language*), Comunicação Horizontal por mensagens GOOSE (da literatura anglo-saxónica: *Generic Object Oriented Substation Event*) e o modelo de dados de um IED.

2.1 Rede de comunicação horizontal e vertical nas Subestações: Subestação de Distribuição em Portugal

Os Sistemas de Automação de Subestações (SAS) são sistemas de supervisão, de gestão e controlo de sistemas de distribuição de energia elétrica, compostos por IED's interligados de forma a partilharem informação, através da Rede Local de Comunicação (RLC), de alta velocidade. Os sistemas automatizados mais evoluídos utilizados nas SE's AT/MT passam pela utilização de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo (SPCC).

Os SPCC's têm vindo a sofrer alterações constantes com o decorrer dos tempos [1] [2]. Nos sistemas clássicos, o hardware responsável pelas funções de proteção era fisicamente distinto do responsável pelas funcionalidades de comando e controlo, em que estes recorrem a um autómato, designado por Unidade Remota de Teleação e Automação (URTA). Com o desenvolvimento tecnológico, as proteções passaram a ser microprocessadas, permitindo a que estes dois sistemas fossem incorporadas num mesmo dispositivo (IED), originando os SPCC's. Assim as Subestações da Rede de Distribuição em Portugal (60/30kV ou 60/15kV) dividem-se segundo o tipo de SPCC, respetivamente, Clássicas ou Numéricas [3].

No Sistema Elétrico de Energia (SEE), os SPCC's são responsáveis por monitorizar e garantir uma exploração segura, com elevados índices de continuidade e qualidade de serviço [4]. Um SPCC, representado na Figura 2.1, é constituído por diversas unidades/equipamentos, tal como a Unidade Central (UC), IED's, Posto de Comando Local (PCL) e Rede Local de Comunicação (RLC), as quais permitem a execução de automatismos, a supervisão e o comando da SE, local ou remotamente (à distância) [1]. O Operador da Rede de Distribuição define, segundo [1], níveis hierárquicos na subestação: nível 0 ou de processo (constituído pelos equipamentos AT/MT da subestação com os quais o SPCC interage), nível 1 constituído por unidades de painel/IED e nível 2 constituído pela UC/PCL.

A UC é responsável pela comunicação com o Centro de Condução e com todos os IED's, através de protocolos normalizados. Permite a execução de funções de comando e controlo da instalação, tanto localmente como à distância. A UC é também responsável por assegurar o envio de informação, via rede *ethernet* para o PCL, permitindo desta forma a animação em tempo real dos diversos Quadros Gráficos da Interface Homem-Máquina (IHM) disponíveis no PCL, bem como o arquivo no disco do PCL de registos de eventos do SPCC e de Osciloperturbografia, “descarregados” automaticamente dos IED's. A UC deve ser sincronizada através de um protocolo de comunicação ou via GPS (da literatura anglo-saxónica: *Global Positioning System*), também ele instalado na SE [2].

O PCL é um computador industrial responsável pelo arquivo e registo do SPCC e por funções de interface e visualização para o utilizador. O PCL permite a configuração e parametrização dos IED's e registo de eventos. Através do PCL é possível supervisionar a SE, bem como efetuar comandos. O PCL permite ainda a realização das seguintes ações: Visualizar os esquemas sinóticos da instalação (estado atual de órgãos e aparelhagem), visualizar medidas, efetuar comandos, visualizar as ocorrências verificadas na instalação e visualizar o estado de autodiagnostico do SPCC [2].

A RLC assegura a comunicação entre UC, os IED's e o PCL. Esta rede é constituída por uma infraestrutura física e, essencialmente, pelos seguintes equipamentos: ‘*routers*’, ‘*switches*’, ‘*hubs*’ e ‘*modems*’ [2].

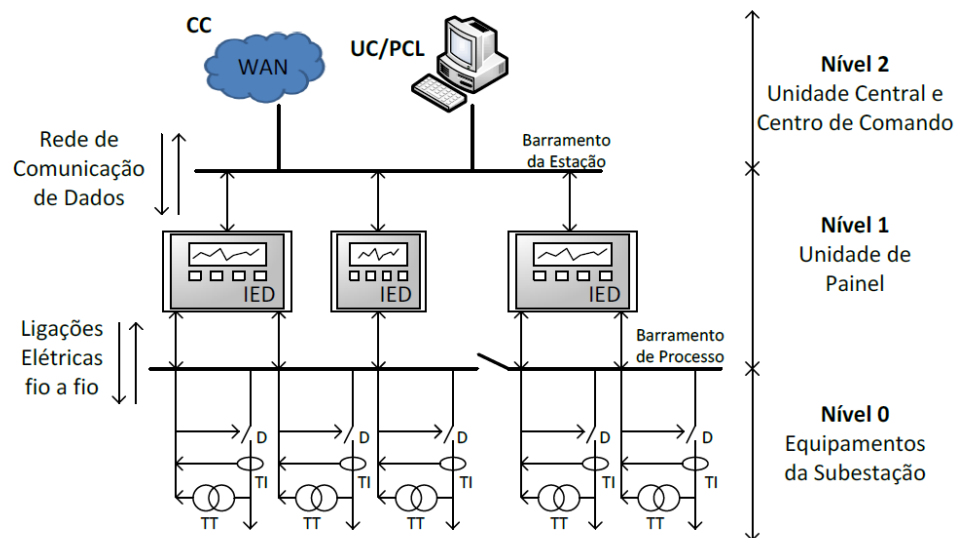


Figura 2.1: Arquitetura e organização funcional de alto nível do SPCC [2]

Ao nível de comunicação interna da Subestação, surgem, consoante a hierarquia dos equipamentos em questão, dois tipos: Vertical e Horizontal. A comunicação Vertical consiste na ligação estabelecida entre cada um dos IEDs e a Unidade Central (UC) da Subestação, por outro lado, a comunicação Horizontal define-se como a ligação entre os diferentes IEDs, pode ser verificado na Figura 2.2, a seguir apresentada.

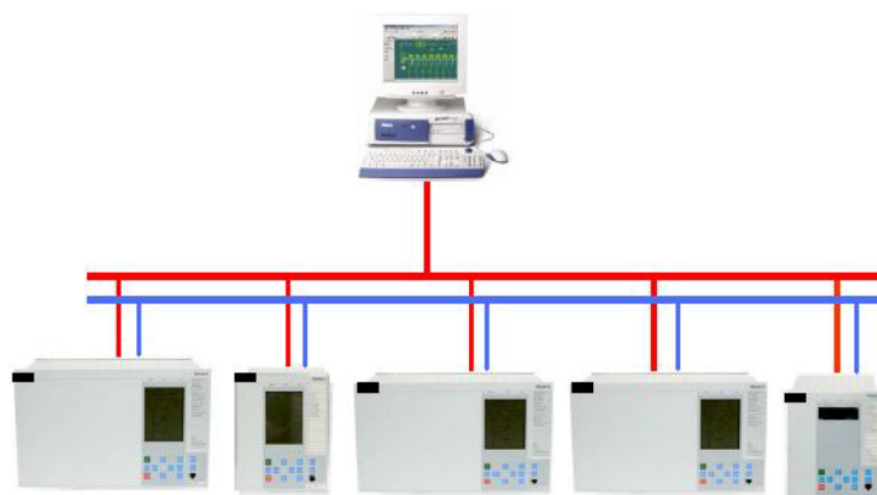


Figura 2.2: Comunicação Vertical (a vermelho) e Horizontal (a azul) [5]

A comunicação dentro da Subestação, Vertical e Horizontal, funciona segundo protocolos, que definem a utilização da Rede Local de Comunicação (RLC), denominados Protocolos *Down* [6].

No caso de ser uma Subestação Clássica, não recorre a nenhum protocolo de comunicação por rede, dado não possuírem comunicação. Por outro lado, nas Subestações Numéricas do Operador da Rede de Distribuição em Portugal (EDP Distribuição SA), encontram-se vários protocolos nas diversas Subestações. Analisando a zona Norte e Porto, segundo informação obtida no departamento de manutenção de SE's, verificam-se, num universo de 109 instalações, 32% Numéricas e 68% Clássicas. Nas SE's numéricas os protocolos de comunicação presentes nas instalações e respetiva percentagem são: IEC 61850 (34%), IEC 60870-5-104 (37%) e LonWorks (29%).

A comunicação da Subestação para o Centro de Condução [6] rege-se segundo um Protocolo para Centro de Condução. Os protocolos atualmente utilizados nas Subestações da Rede de Distribuição nacional e respetiva percentagem são: protocolo EDP (56%), CETT (7%), IEC 60970-5-101 (23%), IEC 60970-5-104 (12%) e PUR (2%).

A diversidade de protocolos de comunicação em uso nas Subestações da Rede de Distribuição deve-se, inicialmente, à diferença de idades dos equipamentos, isto porque, tem vindo a ser feita uma renovação destas, mas por motivos económicos é uma renovação gradual em função das exigências de cada uma. Traduzindo-se assim numa época em que se encontram dentro do mesmo Operador da Rede várias gerações de Subestações, como referido anteriormente, Clássicas e Numéricas. Por outro lado, existe ainda a diversidade de protocolos utilizados por cada fabricante de equipamentos para SPCC's, nomeadamente de IED's.

Com o objetivo da normalização das Subestações, surgiu um novo desafio. A ideia passa pela utilização de um protocolo de comunicação único e universal, permitindo a interoperabilidade entre diferentes fabricantes. A norma IEC 61850 trouxe este novo paradigma à comunicação nas Subestações da Rede de Distribuição, sendo que define *Ethernet* e TCP/IP como arquitetura e protocolos a serem utilizados na rede de comunicação de uma Subestação. Atualmente, os IED's mais recentes incorporam uma carta *Etehrnet* a 100Mbps, com opção de redundância, para suporte dos protocolos IEC 61850 e IEC 60970-5-104, disponibilizam ainda o protocolo de comunicação TCP/IP, para ligação direta à ferramenta de configuração da proteção. Por aqui se vê que a velocidade nas comunicações não representa qualquer tipo de entrave ou dificuldade ao funcionamento da Subestação.

A arquitetura utilizada pelo operador da Rede de Distribuição consiste numa rede em anel entre os *Ethernet switches*, em que cada um destes tem uma rede radial de IEDs, todas estas ligações feitas por cabos de fibra ótica, representado na figura 2.3.

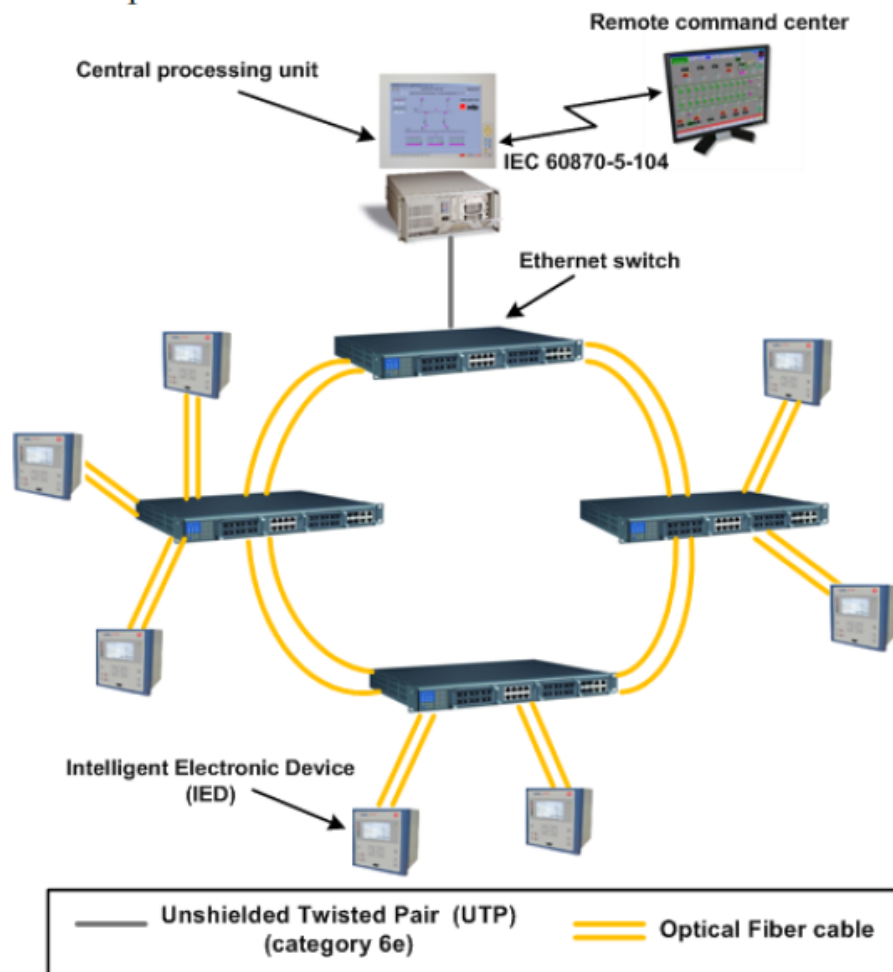


Figura 2.3: Arquitetura atual da Rede de comunicação numa Subestação da Rede de Distribuição Portuguesa [7]

Tendo como objetivo a normalização da arquitetura da rede de comunicação entre diferentes subestações e sendo uma das grandes vantagens desta mudança, definiram-se dois barramentos de comunicação: barramento de subestação e barramento processo [7]. O barramento de subestação comporta as funcionalidades para acesso remoto e assegura a ligação a equipamentos de Interface Homem-máquina (IHM) e a Unidade Central (UC) e ligação entre IEDs. O barramento de processo assegura as ligações entre os equipamentos primários da subestação e os IEDs, por meio da rede de comunicação, este ainda não se encontra implementado na Rede de Distribuição Portuguesa. Os dispositivos de uma Subestação devem ser instalados em diferentes níveis funcionais, estes são nível de Subestação (*Station*), nível de unidades de painel, IED's (*Bay*) e nível de Processo (*Process*), que por sua vez são separados pelos barramentos antes descritos (Subestação e Processo), como é apresentado na Figura 2.4.

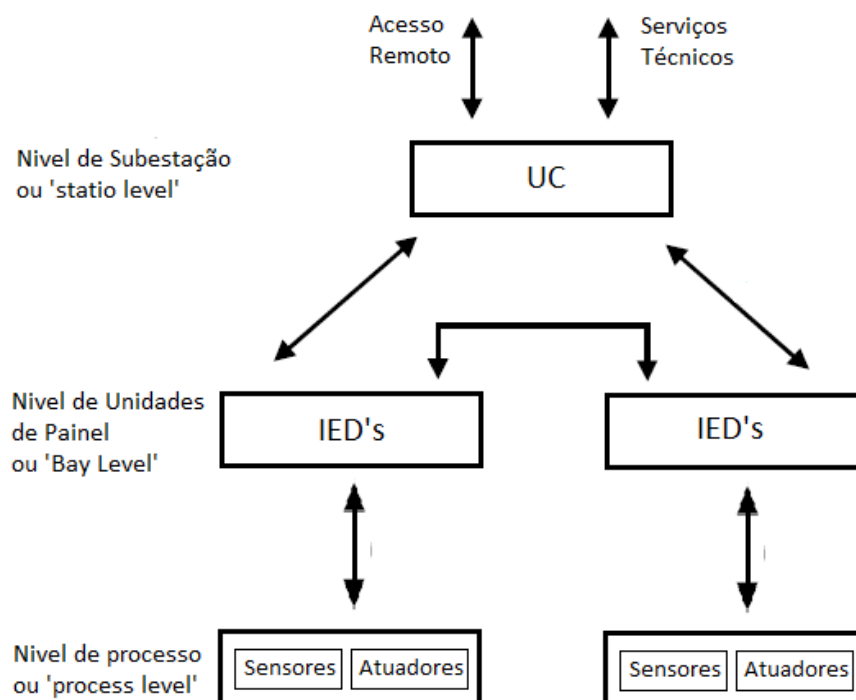


Figura 2.4: Níveis funcionais numa Subestação, segundo a norma IEC 61850 [8]

No nível de processo, os valores de tensão e corrente são recolhidos por sensores e digitalizados por *Merging Units* (MU's), através de ligações Ethernet redundantes de fibra ótica a 100 Mbps. Os pontos de recolha são *Ethernet Switches* com barramentos de dados internos de 1 Gbps e *Uplinks* que suportam a prioridade *Ethernet* e *Ethernet Virtual LAN* (VLAN). VLAN permite que um *Ethernet Switch* entregue conjunto de dados apenas aos IEDs que subscrevem esses dados. Com vista na implementação do Barramento de Processo, os fabricantes terão de providenciar a capacidade de integrar os dados provenientes dos Transformadores de Corrente e Transformadores de Potência com os dados recolhidos pelos sensores óticos/eletrónicos [9].

Ao nível da Subestação, o barramento de subestação ou '*station bus*' é formado por uma rede *ethernet* de 10/100 Mbps. Este barramento assegura a comunicação primária entre os vários Nós Lógicos, responsáveis pelas várias funções de proteção, controlo, monitorização e registo [9]. A comunicação será baseada em mensagens GOOSE (da literatura anglo-saxónica, *Generic Object Oriented Substation Event*), desenvolvido na secção 2.4. A arquitetura atual da rede de comunicação, Figura 2.3, suporta acesso remoto.

Na Figura 2.5, é representada, resumidamente, a rede de comunicação da Subestação, com base nos níveis funcionais, especificados pela norma IEC 61850.

2.2 A necessidade da interoperabilidade entre IED's numa Subestação: estado da arte em 2015 11

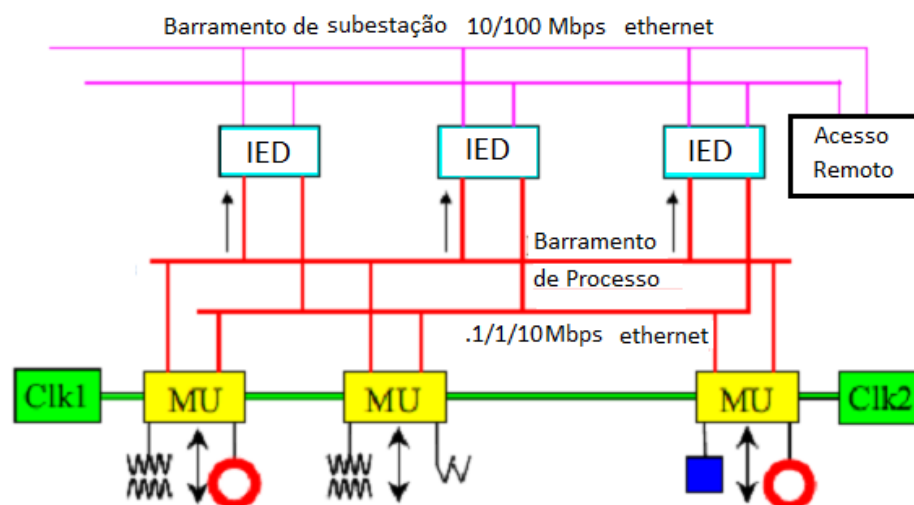


Figura 2.5: Arquitetura de uma Subestação [9]

A arquitetura das Subestações e respetiva rede de comunicação, adotada pelo Operador da Rede de Distribuição segue uma estrutura normalizada, na norma IEC 61850, possibilitando às Subestações funcionarem sob o protocolo de comunicações IEC 61850. Este protocolo tem como grande foco a interoperabilidade entre IED's de fabricantes diferentes numa Subestação. A secção 2.2 abordará o estado da interoperabilidade na atualidade.

2.2 A necessidade da interoperabilidade entre IED's numa Subestação: estado da arte em 2015

Atualmente na Rede de Distribuição verificam-se limitações ao nível da implementação da interoperabilidade entre IED's de diferentes fabricantes, por meio da norma IEC 61850. Nenhuma das instalações com protocolo IEC 61850 para efeitos de comunicação interna, Vertical e Horizontal, incorpora equipamentos de fabricantes diferentes.

Numa Subestação, a interoperabilidade traria diversas vantagens a nível económico, vantagens tais como a de gestão de recursos por parte do Operador da Rede de Distribuição, sobretudo de ativos. Esta permitiria a redução do número de unidades de IED's de reserva, pois seria possível numa Subestação substituir um IED por outro, independentemente do fabricante ou mesmo do modelo do equipamento. Esta característica garantiria ao departamento de manutenção de SE's uma capacidade de gestão de recursos, quer físicos quer financeiros, ao nível da reparação de equipamentos avariados. Na realidade atual, avariando um equipamento, pode ser necessário o envio da unidade para reparação, obrigando à existência de *stocks* dos vários modelos específicos em operação nas diversas SE's, representando custos acrescidos.

Apesar de a norma IEC 61850 [10] definir requisitos e metodologias para a comunicação entre

IEDs dentro de uma Subestação, recorrendo à Rede de Área Local (LAN, da literatura anglo-saxónica *Local Area Network*), ainda não foi atingida uma interoperabilidade entre IEDs de diferentes fabricantes, isto é, estes equipamentos ainda não apresentam a capacidade de comunicarem e partilharem informação entre si em pleno funcionamento [11]. A norma IEC 61850 não define testes de interoperabilidade, afirmando que “testes de interoperabilidade global para todos os equipamentos não é viável” [12]. Estão definidos apenas testes de conformidade, que não são suficientes para a verificação da interoperabilidade, apenas passam ao utilizador algum grau de confiança de que os dispositivos poderão operar juntos.

A implementação da interoperabilidade entre IED's dentro de uma Subestação é uma tarefa difícil de concluir atualmente, segundo [12], verifica-se uma ambiguidade presente na norma IEC 61850, que se define como um protocolo para redes de comunicação em Subestações. A forma como está escrita permite muita liberdade aos diferentes fabricantes na maneira como desenvolvem os seus produtos. As várias formas de implementação ao nível dos Nós Lógicos e respetivos atributos, as possíveis diferentes interpretações por parte de cada fabricante, os diferentes perfis de comunicação e ainda a influência da arquitetura da rede de comunicação, são razões que dificultam a interoperabilidade [12].

Os Nós Lógicos (LNs, da literatura anglo-saxónica *Logical Nodes*), apresentados na secção 2.5.1, estão bem definidos na norma bem como os dados e respetivos atributos, sendo necessário para a interoperabilidade a norma permite a opção por LNs privados, dados e GGIOs (Nós Lógicos Genéricos, da literatura anglo-saxónica: *Generic Input and Output*) de forma a fazer frente a situações difíceis de definir com os modelos já padronizados [13]. Esta utilização mais genérica obriga a um menor esforço ao nível de implementação aos fabricantes, mas em contrapartida cria problemas de interoperabilidade, fazendo com que os equipamentos passem pelos testes de conformidade mas não tendo a capacidade de interagirem entre eles. Ao nível dos Dispositivos Lógicos (LDs, da literatura anglo-saxónica *Logical Devices*) não há qualquer tipo de definição normalizada, ou seja, os fabricantes e utilizadores dos equipamentos têm total liberdade neste aspeto construtivo, o que, por sua vez, faz com que apareçam no mercado alguns IEDs com apenas um LD e outros com vários LDs implementados. Um IED ou Dispositivo físico (PD, da literatura anglo-saxónica *Physical Device*) tipicamente comporta vários LDs, como o de Proteção, Controlo, Medição e Registo. Por vezes, é ainda definido um LD genérico, estas indefinições acarretam problemas de interoperabilidade [12].

A ambiguidade na interpretação da norma pelos fabricantes é um ponto crítico à interoperabilidade. Apresenta-se como exemplo [12] os ficheiros CID (da literatura anglo-saxónica: *Configured IED Description*) ou ICD (da literatura anglo-saxónica: *IED Configuration Description*), especificados na parte 6 da norma IEC 61850 [14]. usados para troca de informação com o configurador do sistema que tem sido um indicador de ambiguidade, originando variadas implementações em ferramentas de configuração do sistema. Um ficheiro ICD, segundo a definição presente na norma, é um ficheiro modelo de um IED contendo secções para comunicação opcional, capacidades do IED, nome do IED, tipos de LNs e nome da subestação. Assim não deverá conter qualquer tipo de informação específica necessária para aplicação. Um ficheiro CID vem definido como um ficheiro

2.2 A necessidade da interoperabilidade entre IED's numa Subestação: estado da arte em 2015 13

que descreve um IED instanciado (inserido) num projeto específico com todas as mensagens publicadas e subscritas e respetivas informações específicas de configuração como o endereço do IED. A transferência de dados associada à comunicação por mensagens GOOSE entre IEDs precisa de ficheiros SCL (do ingles: *Substation Configuration Language*), secção 2.3, com endereços específicos de comunicação e mensagens publicadas. Aparecendo a dúvida sobre qual o tipo de ficheiro que deve ser utilizado nesse caso. Atualmente aparecem ferramentas que apenas aceitam um tipo de ficheiro e outras que até geram os dois tipos, criando mais um problema à interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes. Este problema pode ser resolvido alterando a extensão do arquivo para permitir aceitação por parte do configurador.

A norma IEC 61850 define um perfil de comunicação necessário à interoperabilidade, mais uma vez, com atributos obrigatórios mas com outros opcionais. Permitindo perfis de comunicação implementados segundo a mesma, diferentes entre fabricantes, pode levar a que não sejam operáveis equipamentos entre si, em pleno. A interoperabilidade dos IEDs numa Subestação é ainda afetada pela arquitetura da rede de comunicação [12].

Outra dificuldade à interoperabilidade é a ligação física, a fio de cobre, dos IEDs. Dado que cada fabricante tem um módulo de ligações do painel traseiro de entradas e saídas diferente. Seria benéfico para o Operador da Rede de Distribuição a normalização do aspeto construtivo destes painéis de I/Os (*input/output*) de forma a permitir a fácil substituição da ficha de ligações, evitando a necessidade fazer a religação fio a fio e, por vezes, a reconfiguração das posições de entradas e saídas. Nas Figura 2.6 e Figura 2.7 verifica-se as diferenças entre os diversos fabricantes, enquanto os fabricantes ABB e Efacec apresentam fichas facilmente amovíveis, a Siemens não.

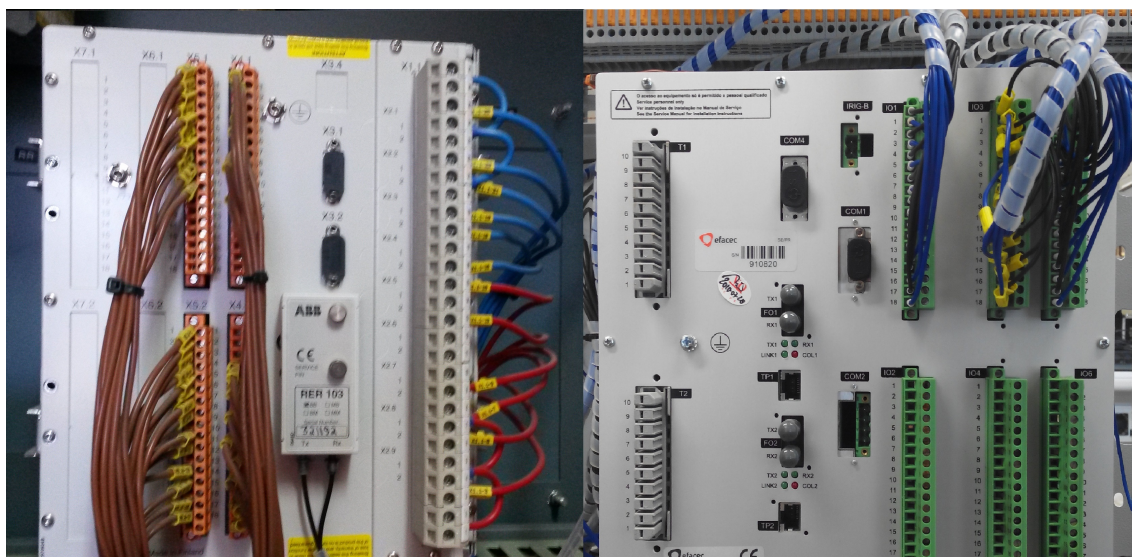


Figura 2.6: Painéis traseiros de IEDS's, respetivamente, fabricante ABB e Efacec

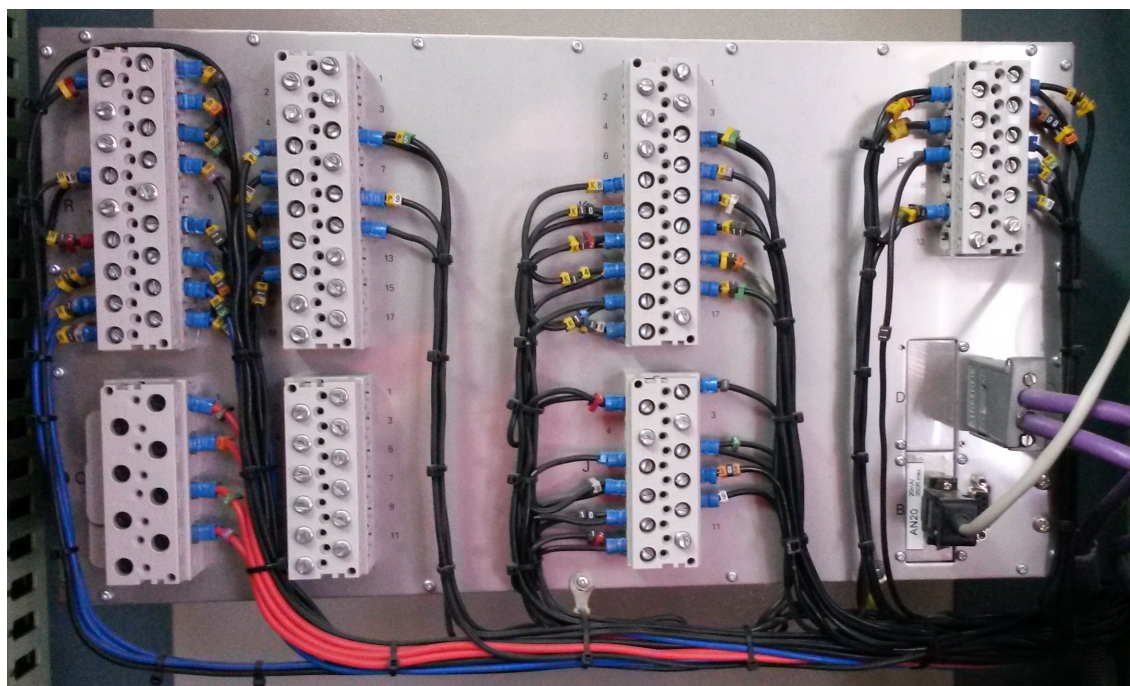


Figura 2.7: Pannel traseiro de IED, do fabricante Siemens

As diferentes interpretações da Norma IEC 61850, por parte dos diferentes fabricantes e o facto de o Operador da Rede de Distribuição não especificar requisitos ao nível de soluções da norma leva a que, na grande maioria dos casos, os equipamentos tenham implementações próprias de cada fabricante, mesmo que desenvolvidos com base na norma. Assim, não tem sido tirado o máximo benefício da utilização do protocolo, quer ao nível da interoperabilidade, quer na possibilidade de reutilização de projetos de engenharia em diferentes instalações.

Desta forma, surge a necessidade da Operadora da Rede de Distribuição especificar ao nível da norma IEC 61850 junto dos fornecedores. Definir concretamente o que quer de cada fabricante em cada parâmetro do equipamento, melhorando assim a capacidade de melhor avaliar as funcionalidades implementadas. Este processo deverá ser aplicado passo a passo, demorando o tempo necessário, pois está limitado pela experiência na aplicação da norma, tecnologia disponível, custo de investimento e complexidade dos sistemas. A aplicação da interoperabilidade seria facilitada se os diferentes fabricantes se unissem na busca de uma solução uniforme na utilização da norma IEC 61850. Nesta fase, para que se consiga um maior aproveitamento da norma é essencial a realização de ensaios laboratoriais que permitam a definição de metodologias de ensaio, permitindo efetuar testes de interoperabilidade.

Finalizando, os testes de conformidade, definidos na norma IEC 61850 parte 10 [15] não conseguem por si só garantir uma interoperabilidade, pelo simples facto de que consistem no teste de um único dispositivo contra o sistema de testes e procedimentos pré-configurados. Pela importância e necessidade dos testes de interoperabilidade serão descritos na secção 3.5.

2.3 Linguagem de Configuração de Subestações (SCL, Substation Configuration Language)

A Linguagem de Configuração de Subestações (SCL, da literatura anglo-saxónica: *Substation Configuration Language*) está definida na norma IEC 61850 parte 6 [14] com o objetivo de padronizar os dados relativos aos IEDs, com o objetivo de atingir a interoperabilidade entre os equipamentos e respetivas ferramentas de configuração. É uma linguagem considerada de alto nível, baseada em XML (da literatura anglo-saxónica: *eXtensible Markup Language*). Possibilita a descrição do esquema unifilar da Subestação, bem como a rede de comunicações, as instâncias dos LNs e as relações entre os equipamentos da Subestação.

A norma sugere a utilização de regras na formatação dos ficheiros e criação de estruturas, por forma a garantir uma maior fiabilidade na troca de descrições das funcionalidades dos IEDs e da descrição do Sistema de Automação de Subestações (SAS). Permitindo assim a execução de comunicação bidirecional entre as ferramentas de configuração dos IEDs e as ferramentas de configuração do Sistema [11]. Esta comunicação possibilita uma configuração da Subestação independente da configuração dos IEDs. Progredindo assim, no sentido da interoperabilidade entre os vários fabricantes, no que diz respeito às respetivas ferramentas de configuração.

A linguagem SCL é constituída por vários tipos de ficheiros de dados relativos às funções do SAS [14]. O SSD (da literatura anglo-saxónica: *System Specification Description*) contém informação sobre a configuração e características da rede de comunicação, como o diagrama unifilar, as funções alocadas ao diagrama e os dados suportados. O ICD (da literatura anglo-saxónica: *IED Capability Description*) apresenta as características e funcionalidades de cada IED, fornecidas pelo fabricante. Quando definido para um projeto específico de uma Subestação o ficheiro passa a CID (da literatura anglo-saxónica: *Configured IED Description*), incluindo informações do IED, como endereço e informação sobre os LNs, e ainda configurações para troca de mensagens GO-OSE. Por fim, o SCD (da literatura anglo-saxónica: *Substation Configuration Description*) junta os ficheiros ICD ou CID com os SSD, definindo assim a configuração completa da Subestação, incluindo a rede de comunicação e informação sobre a troca de dados.

O método simples de implementação desta linguagem SCL descreve-se na Figura 2.8, com os vários tipos de ficheiros e ferramentas de configuração do Sistema e IEDs.

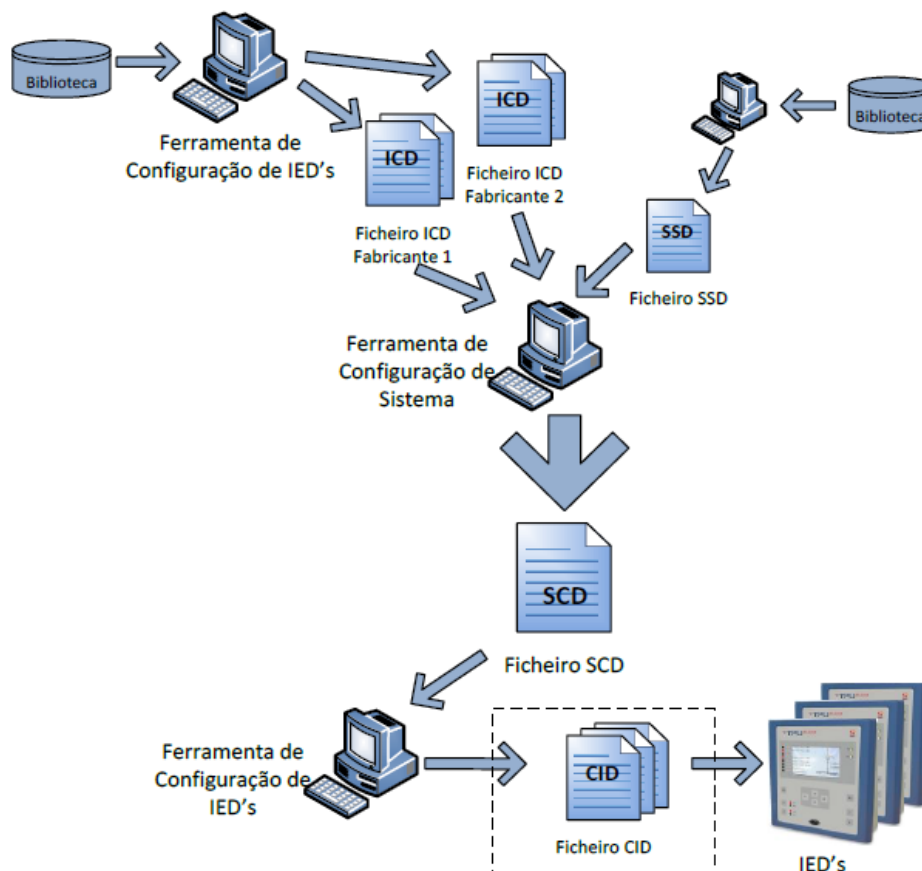


Figura 2.8: Relação entre ficheiros SCL e ferramentas de engenharia [2]

A SCL é portadora de algumas vantagens [9], como a capacidade de permitir que através de ferramentas de desenvolvimento *off-line* sejam gerados ficheiros necessários à configuração automática de IEDs a partir do projeto do sistema, reduzindo o esforço e custo de configuração. Permite ainda a partilha de configurações de IEDs entre diferentes fornecedores, de forma a eliminar eventuais equívocos e incoerências. O cliente pode entregar os próprios arquivos SCL aos fabricantes, garantindo assim a correta configuração dos equipamentos. É ainda possível, sem qualquer ligação à rede, a configuração de aplicações IEC 61850.

2.4 A comunicação Horizontal - Mensagens GOOSE

A comunicação horizontal é processada no “*bay level*” da Subestação, consistindo no modo editor/subscritor (da literatura anglo-saxónica: *Publisher/subscriber*) de mensagens. Estas podem ser distribuídas pela rede de forma *unicast*, *multicast* ou *broadcast*, ou seja, podem ser recebidas por um, vários ou todos os IEDs [2]. A comunicação a este nível não utiliza sinalizações de

confirmação de entrega das mensagens, estas são repetidas sucessivamente entre intervalos de tempo na casa dos milissegundos.

Neste sentido a parte 8 da norma IEC 61850 propõe mensagens GOOSE (da literatura anglo-saxónica: *Generic Object Oriented Substation Event*) caracterizadas pelo modo editor/subscritor. São mensagens compostas pela informação que permite conhecer um estado foi modificado e o instante em que ocorreu a modificação. As mensagens GOOSE podem se aplicadas em várias situações de lógica, como exemplo: (i) função de falha de disjuntor, (ii) seletividade lógica, (iii) transferência automática de linhas, (iv) transferência de carga entre transformadores no caso de falha num deles, (v) auxílio à manobra de paralelismo de transformadores, entre outros [11].

As mensagens GOOSE caracterizam-se por efetuarem um mapeamento diretamente na camada *ethernet*, permitindo uma otimização na descodificação de mensagens, o que leva a menores tempos de tratamento e transferência. Recorrem ainda ao protocolo VLAN (da literatura anglo-saxónica: *Virtual Local Area Network*), sobre redes *ethernet*, por forma a melhorar a segurança e o desempenho dos esquemas de proteção.

O modelo GSE (da literatura anglo-saxónica: *Generic Substation Event Model*) [16], representado na Figura 2.9, definido na norma IEC 61850, exemplifica a comunicação horizontal através da troca de mensagens GOOSE.

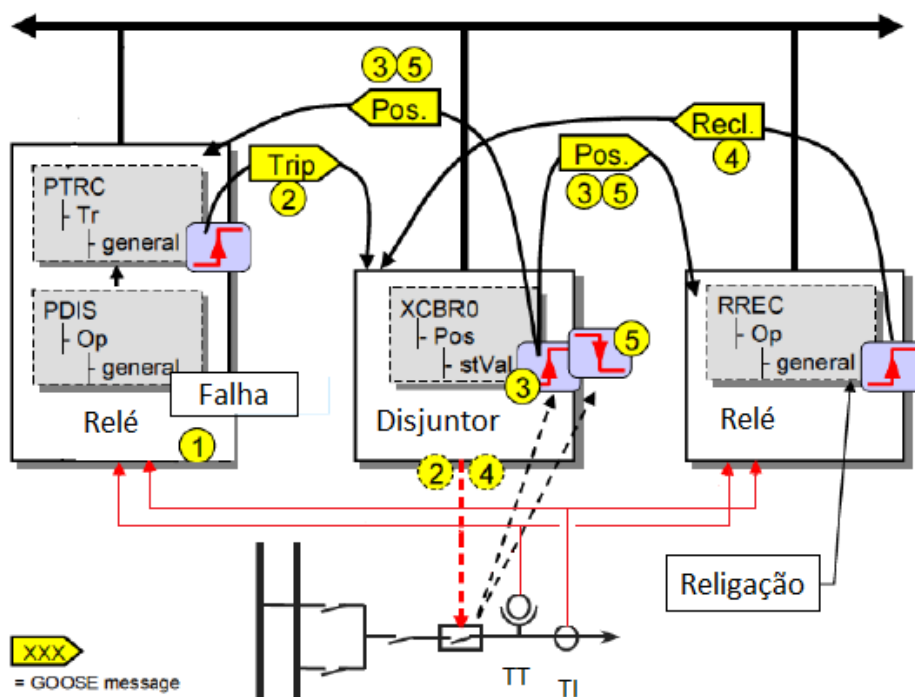


Figura 2.9: Modelo GSE (Generic Substation Event) [16]

1. O LN PDIS deteta uma falha, o que resulta na decisão de enviar uma mensagem GOOSE.
2. O LN PTRC envia a mensagem GOOSE que é recebida pelo disjuntor XCBR0. Após a análise da mensagem, o disjuntor abre o Interruptor (SW, da literatura anglo-saxónica: *Switch*).

3. A informação da mudança de estado do SW do disjuntor de ON para OFF é atualizada e enviada para os relés.

4. O LN RREC recebe a mensagem GOOSE enviada pelo XCBR0. De acordo com a sua configuração, o RREC decide pelo fecho do SW e envia a mensagem para o XCBR0.

5. O XCBR0 recebe a mensagem GOOSE vinda do RREC e após análise, resulta a decisão de fechar o SW do disjuntor. O XCBR0 atualiza a informação da mudança do SW do disjuntor de OFF para ON.

2.5 Modelo de Dados de um Dispositivo Físico, IED

Os modelos de dados representam as funções e atributos dos dispositivos físicos de uma SE. A norma IEC 61850 define e normaliza um modelo de dados orientado a objetos, onde os dados são trocados entre funções e subfunções presentes nos IED's [2].

Os IED's ou Dispositivos Físicos (PD, da literatura anglo-saxónica: *Physical Device*) são compostos por *hardware* e *software*, este último corresponde ao conjunto de funções que caracterizam o seu funcionamento. As funções recorrem a classes de dados e respetivas instâncias de dados. Num conjunto de funções internas de um IED em que ocorra troca de informação, designa-se por Nó Lógico (LN, da literatura anglo-saxónica: *Logical Node*). Por sua vez, um conjunto de LN's origina um Dispositivo Lógico (LD, da literatura anglo-saxónica: *Logical Device*), contendo organizadamente todos os dados necessários ao cumprimento das funcionalidades designadas. No Dispositivo Físico ou IED encontra-se o LD, responsável por guardar todos os dados indispensáveis à ligação do IED com a rede existente. As instâncias do IED são responsáveis por arquivar toda a informação, da qual dependem as funcionalidades inerentes ao dispositivo. Na Figura 2.10, apresenta-se o modelo de um IED segundo a norma IEC 61850. O modelo segue uma estrutura hierárquica.

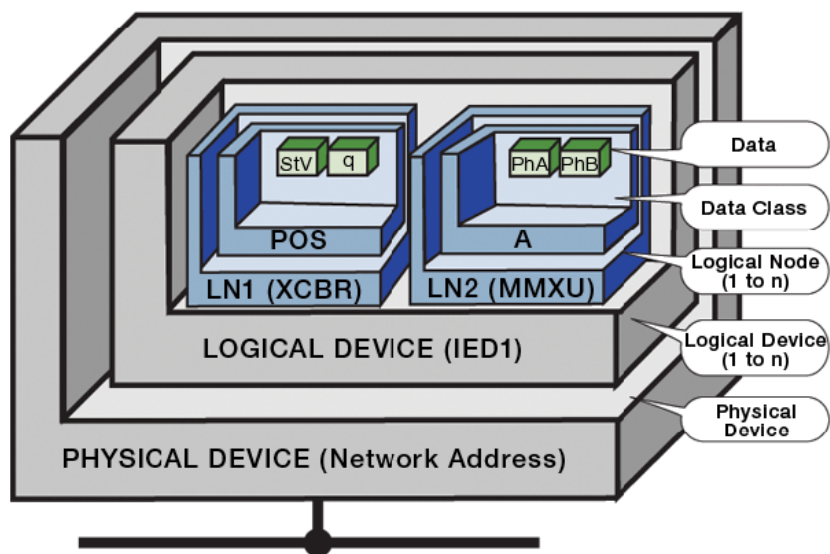
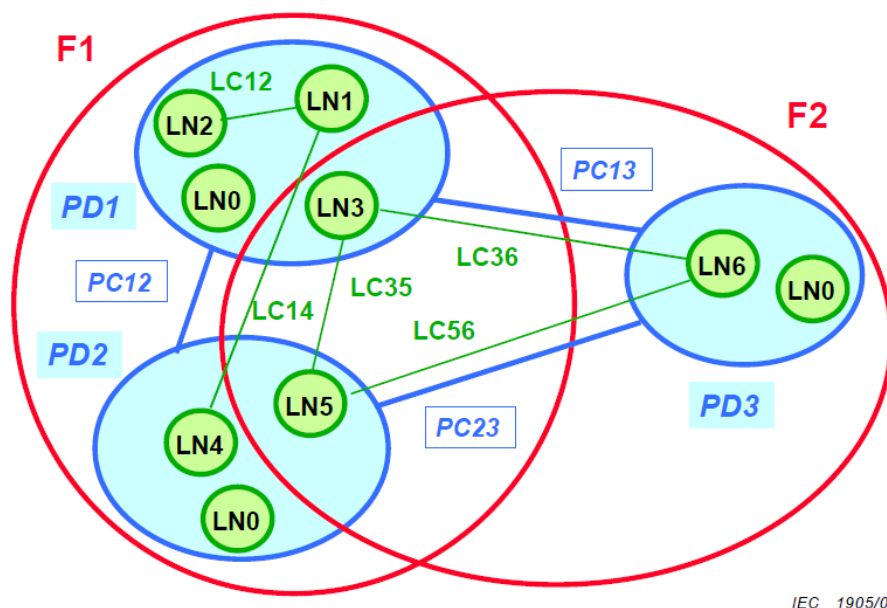


Figura 2.10: Modelo de dados, segundo IEC 61850 [11]

2.5.1 Nós Lógicos

As funções de um SAS devem ser constituídas por LN's com um único nome, especificado na norma IEC 61850. Os LN's podem ser utilizados por mais do que um LD. Os LD's são compostos por LN's que podem interagir internamente e externamente, isto é, pode interagir também com LN's de outros PD's. Esta interação é feita por Ligações Lógicas (LC, da literatura anglo-saxónica: *Logical Connection*) alocadas por Ligações Físicas (PC, da literatura anglo-saxónica: *Physical Connection*), permitindo a troca de dados [8]. Esta interação pode ser vista na Figura 2.11.



IEC 1905/03

Figura 2.11: Interação de Nós Lógicos, segunda parte 5 da norma IEC 61850 [8]

O Nó Lógico Zero (LN0, da literatura anglo-saxónica: *Logical Node Zero*), representado na Figura 2.11, representa os dados comuns do LD. É através do LN0 que são estabelecidos todos os serviços previstos pela Norma IEC 61850, como por exemplo as mensagens GOOSE [8]. Estes serviços são responsáveis pela comunicação entre LN's e, como tal, assumem um papel central na configuração da SE. Cada fabricante tem vindo a atribuir uma noção diferente a este LN0. Diferenças estas que originam problemas de comunicação e configuração dos IEDs, principalmente quando se pretende estabelecer comunicação entre IED's de fabricantes diferentes.

Ao nível da organização funcional dos Nós Lógicos, a norma permite a alocação de funções de forma livre, suportando diferentes filosofias, isto permite que os LN's sejam alocados em vários dispositivos ou simplesmente num único, deixando esta decisão nas mãos dos utilizadores [11].

A norma IEC 61850 especifica uma nomenclatura a ser apresentada para os atributos da cada instância de um LN, quando se explora o conteúdo de um IED. Essa especificação é feita como descrito na Figura 2.12.

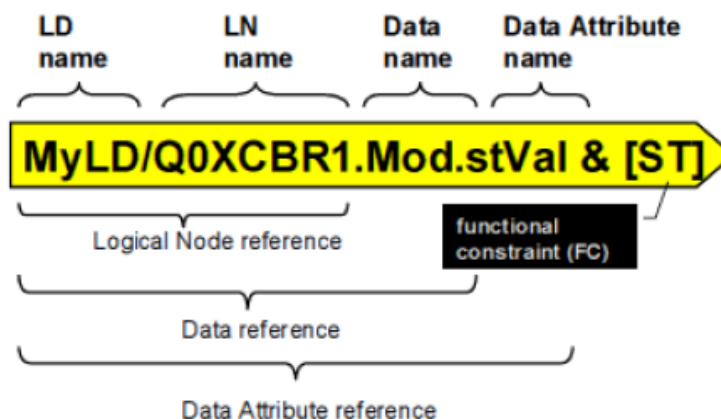


Figura 2.12: Exemplo de uma referência pela parte 7-1 da norma IEC 61850 [16]

Esta normalização de nomenclatura torna-se essencial quando se procura por uma interoperabilidade entre IED's, sobretudo nos casos em que se verificam IED's de diferentes fabricantes. Verifica-se atualmente algumas diferenças nesta nomenclatura entre fabricantes, o que pode originar incompatibilidades na comunicação, pela não interpretação de mensagens GOOSE por exemplo.

Na parte 5 da norma IEC 61850 [8], estão definidas referências para LN's, dependendo da função correspondente. É apresentada uma lista de LN's, dividida nas secções: LN's para funções de proteção, LN's para controlo, Dispositivos Físicos, Segurança do Sistema e Dispositivo, LN's relacionados com equipamentos primários e LN's relacionados com Serviços de Sistema. Algumas informações não são referidas nessa listagem como um LN específico, sendo assim necessário defini-las como LN's genéricos, GGIO, como sugere a norma.

Verifica-se que os fabricantes recorrem em demasia a estes LN's GGIO para implementação de funções, mesmo em casos em que a norma já especifica um determinado LN. Esta forma de implementação dos fabricantes deve-se à simplificação do processo de desenvolvimento de um equipamento. Por outro lado, no caso de reconfiguração ou manutenção, dificulta o trabalho de interpretação ao utilizador, neste caso Operador da Rede de Distribuição. Elimina também qualquer capacidade de configuração automática.

O cliente, Operador da Rede de Distribuição, responsável pela manutenção das SE's, pode apresentar, junto dos fabricantes, restrições e especificações no desenvolvimento dos dispositivos, com o objetivo de garantir um maior cumprimento da norma. Surge aqui a necessidade da definição de uma lista de requisitos e exigências a apresentar ao fabricante, de modo a que os parâmetros e configurações da norma sejam garantidos com maior rigor e eficiência.

2.6 Os benefícios da norma IEC 61850 para o Operador da Rede de Distribuição

Os recursos e características da norma IEC 61850 capacitam os utilizadores, neste caso, o Operador da Rede de Distribuição, responsável pelas SE's, de muitas vantagens. Por exemplo, o uso de VLANs e a prioridade para mensagens GOOSE e SMV (Valores Medidos Amostrados, da literatura anglo-saxónica: *Sampled Measured Values*), parte 9-2 da norma IEC 61850, permitem o uso mais inteligente de *ethernet switches*, o que não é aproveitado por outras abordagens anteriores à norma. São apresentadas algumas das características que proporcionam benefícios aos utilizadores [9]:

- Uso de um modelo virtual. Os LD's e os LN's permitem a definição dos dados, serviços e comportamentos dos dispositivos a serem definidos;
- Uso de nomes para todos os dados. Cada elemento de informação da norma IEC 61850 tem um descritivo que o descreve. Facilitando a identificação de cada elemento, face a outros protocolos que recorrem a números e índices identificativos;
- Todos os nomes de dados são padronizados. Os nomes de dados dos dispositivos não são definidos pelos fabricantes ou configurados pelos utilizadores, mas sim especificados na norma, com o objetivo de ser simples para o engenheiro identificar o significado da informação pelo descritivo.
- Serviços de alto-nível. ACSI (da literatura anglo-saxónica: *Abstract Communication Service Interface*), parte 7-2 da norma IEC 61850, suporta uma grande variedade de serviços, como GOOSE, GSSE, SMV e registos, que não eram suportados em protocolos anteriores.
- Normalização da Linguagem de Configuração. A SCL permite a configuração de um dispositivo e o seu papel no Sistema de Energia, utilizando ficheiros XML.
- Eliminar a ambiguidade. A SCL para além de ser usada para configurar os IED's, pode ser usada para definir as necessidades dos equipamentos e da SE. Utilizando a SCL o utilizador pode especificar exatamente o que pretende para cada dispositivo sem ambiguidades na interpretação por parte dos fabricantes.
- Reduzido custo de instalação. A norma IEC 61850 capacita os dispositivos para uma rápida transferência de informação, usando mensagens GOOSE através da rede LAN sem ter de instalar ligações separadas para cada relé. Reduz os custos ao nível de cabelagem usada e na construção (abertura de valas, canais, entre outros).
- Custos reduzidos em transdutores. Utilizando SMV um único transdutor pode servir vários dispositivos, reduzindo os custos em transdutores e respetiva cabelagem, calibração e manutenção.

- Custos reduzidos de comissionamento. A configuração dos dispositivos com a norma IEC 61850 não tem de ser manual. Pode ser feita uma importação da configuração através de um ficheiro SCL.
- Custos de integração reduzidos. Utilizando a mesma tecnologia de rede que a instalação está a utilizar, o custo de integração de uma nova unidade é reduzido. Em vez de instalar RTU's (da literatura anglo-saxónica: *Remote Terminal Unit*) que necessitam de configuração e manutenção manual, com a IEC 61850 é possível transmitir a informação sem *front-ends* ou reconfiguração de dispositivos.

2.7 Considerações Finais

A interoperabilidade entre IED's tem sido uma tarefa difícil de implementar, principalmente, pela ambiguidade na definição da norma IEC 61850, levando a que diferentes fabricantes de dispositivos de SE's tenham diferentes interpretações. A inexistência de equipamentos e ferramentas de engenharia transversais aos diversos fabricantes, não permite a configuração de mensagens GO-OSE de modo a alcançar um funcionamento adequado entre IED's de fabricantes distintos. Razões como as várias formas de implementação ao nível dos Nós Lógicos e respetivos atributos, as possíveis diferentes interpretações por parte de cada fabricante, os diferentes perfis de comunicação e ainda a influência da arquitetura da rede de comunicação, dificultam a obtenção de interoperabilidade.

Com o objetivo de maximizar os benefícios da Norma IEC 61850, uma possível solução a adotar pelas Operadoras da Rede de Distribuição, será a definição de requisitos à interoperabilidade entre IED's, a apresentar aos fabricantes, especificando exatamente aquilo que pretendem ao nível da norma IEC 61850.

Capítulo 3

Ensaaios e testes de funcionamento numa Subestação com protocolo IEC 61850

Neste Capítulo são apresentados os diferentes tipos de ensaios a serem realizados com a introdução da Norma IEC 61850. O objetivo dos ensaios é verificar que uma determinada solução de Sistema de Proteção, Comando e Controlo (SPCC) e respetivos dispositivos estão de acordo com os requisitos da norma IEC 61850. Inicialmente, é dada uma descrição da atualidade em 2015, no que respeita aos ensaios a Sistemas de Automação de Subestações (SAS), por parte do Operador da Rede de Distribuição, a EDP Distribuição SA. Os ensaios a efetuar a um SAS são: Testes de garantia de qualidade, Testes de Conformidade, Testes Funcionais, Testes de Interoperabilidade e Testes de Desempenho de Sistema. São ainda descritas as características que um Dispositivo Universal de Teste à norma IEC 61850 deve conter. Por último são apresentadas duas soluções de ferramentas de teste à norma IEC 61850 existentes no mercado: OMICRON e RTDS *technologies*.

3.1 Introdução aos testes de funcionamento numa Subestação do Operador da Rede de Distribuição – EDP Distribuição

Com a evolução tecnológica em Sistemas de Automação de Subestações e o novo paradigma de comunicação, segundo a norma IEC 61850, para além dos desafios que aparecem no desenvolvimento dos novos sistemas, surge a necessidade de adaptar à nova realidade ensaios de comissamentamento, funcionamento e manutenção. A ideia de se avaliar apenas a função principal de um componente de uma Subestação, deixa de fazer sentido e junta-se a tal, funções de comando e controlo e a capacidade de comunicação entre equipamentos. É objetivo que estes ensaios verifiquem o cumprimento de todos os requisitos definidos no novo protocolo de comunicação, especialmente na questão da interoperabilidade entre equipamentos dentro da Subestação, sendo este o grande propósito da normalização.

Para realização dos ensaios de funcionamento é necessário recorrer a ferramentas, desenvolvidas para o propósito. Estas ferramentas devem possuir a capacidade de avaliar os componentes

individualmente e o respetivo funcionamento deles em conjunto, bem como utilizar uma linguagem padronizada na Configuração de Subestações, a SCL, como descrita na secção 2.3. O objetivo desta normalização é automatizar e facilitar a realização dos ensaios. Só com estes ensaios se poderá validar o pleno funcionamento de uma Subestação segundo a norma IEC 61850 e perceber as verdadeiras vantagens no trabalho do Operador da Rede de Distribuição.

Embora seja requisito que os equipamentos integrantes de um SPCC comuniquem de acordo com o estabelecido na norma IEC 61850, não estão definidos quaisquer protocolos de ensaios a realizar, bem como também não estão especificados ensaios a realizar por parte dos fabricantes. No entanto, no processo de qualificação os fabricantes apresentam certificações da realização de ensaios de conformidade feitos aos equipamentos, segundo o definido na norma IEC 61850 parte 10 [15]. Com esses ensaios são testados alguns requisitos de comunicações, mas nunca sendo testada a solução integral do SPCC. Os ensaios são realizados de acordo com os requisitos definidos na norma, mas sem qualquer intervenção por parte do Operador, normalmente na KEMA Laboratories (Testes acreditados e certificação de equipamentos para transmissão e distribuição de energia elétrica).

Atualmente, no processo de aquisição de equipamentos de proteção é responsabilidade do fornecedor garantir a interoperabilidade entre equipamentos, mesmo em situações que interagem equipamentos de diferentes fabricantes (verifica-se normalmente nos IED's de proteção diferencial de linha). O que apenas acontece quando o sistema é projetado inicialmente com essa integração.

Sem ser o objetivo direto validar as comunicações segundo o protocolo IEC 61850, são efetuados ensaios de validação das funções de automatismos que permitem avaliar o desempenho adequado da interoperabilidade e interação entre IED's. Esses são: ensaios FAT (da literatura anglo-saxónica: *Factory Acceptance Tests*) e SAT (da literatura anglo-saxónica: *Site Acceptance Tests*).

3.2 Testes de Garantia e Qualidade

Os testes de Garantia de Qualidade (da literatura anglo-saxónica: *Quality Assurance*) são realizados de forma comum entre fabricante e cliente do SAS, com diferentes áreas de responsabilidade definidas no momento da aquisição [2]. Por forma a assegurar a qualidade do serviço, o fabricante submete o sistema a um conjunto de etapas de verificação, seguindo uma sequência delineada, segundo IEC 61850 parte 4 [17], como apresentado na Figura 3.1. A norma acrescenta ainda a necessidade de equipamentos de teste adequados a cada uma das diferentes etapas, com o objetivo de comprovar o comportamento e desempenho do sistema, segundo o especificado na mesma [17].

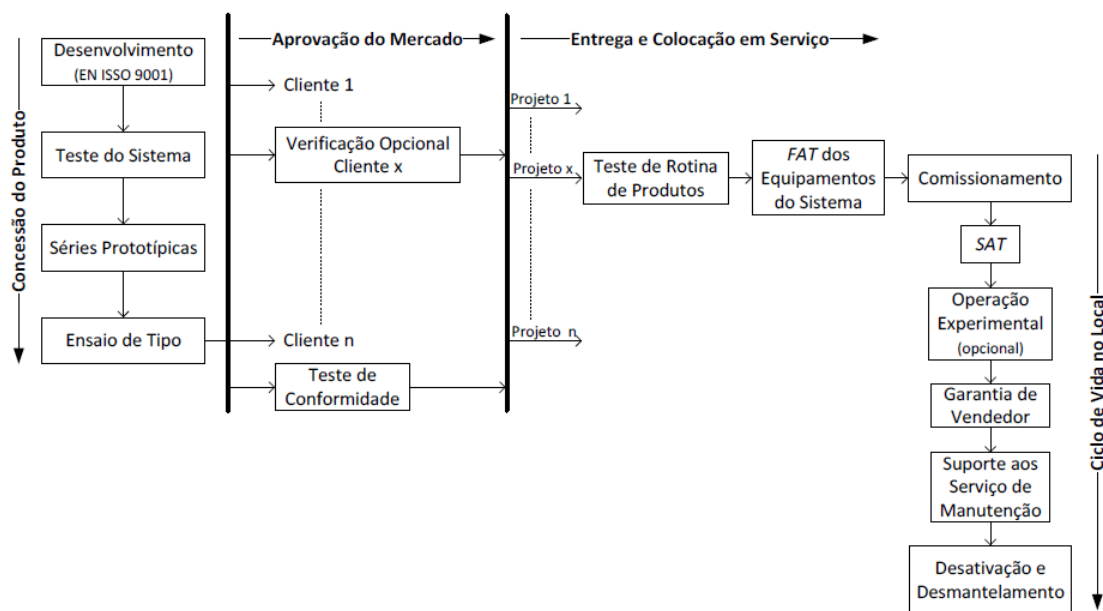


Figura 3.1: Etapas para Garantia de Qualidade, segundo IEC 61850-4 [17]

Do ponto de vista do cliente, é de sua responsabilidade garantir as condições ambientais e operacionais do SAS, isto é, as condições descritas na documentação técnica relativa ao sistema e aos equipamentos individualmente. Tem ainda a obrigação de assegurar ações de manutenção, quer preventivas, de acordo com as instruções do fabricante, quer corretivas, aquando a ocorrência de uma avaria.

3.2.1 Classificação de Testes de Qualidade

Todos os testes devem ser efetuados internamente ao nível do fabricante, com a capacidade de documentar a validação ou não dos equipamentos testados, após realização dos mesmos. Os ensaios são focados e especializados, cada um verifica determinado ponto do SAS. Esses testes encontra-se classificados e divididos nos seguintes:

(i) Teste de Sistema

O teste de sistema permite validar o correto funcionamento de cada um dos IED's sob diferentes condições de aplicação, isto é, diferentes parâmetros e configurações. Bem como verificar a operabilidade com outros IED's da mesma família de equipamentos do SAS e respetivas ferramentas de configuração [2]. Os testes de sistema consistem na validação de três pontos [17], (i) função de cada IED com diferentes parametrizações; (ii) compatibilidade entre IED's, utilizando varias configurações e parametrizações; (iii) desempenho do IED individualmente e integrado no sistema. A finalização dos testes de sistema com sucesso permite a iniciação dos Ensaio de Tipo.

(ii) Ensaaios de Tipo

Os Ensaaios Tipo, apesar de virem definidos na norma IEC 61850, já eram antes utilizados pelo Operador da Rede de Distribuição nos SPCC's [18]. Têm o objetivo de verificar a aptidão de um produto, tendo em conta as aplicações previstas para o mesmo. Estes ensaios devem ser realizados em equipamentos retirados do processo de fabrico e consistem na verificação do produto contra os dados técnicos, como capacidade de resistência mecânico, compatibilidade eletromagnética, influências climáticas, correção funcional e completude [18]. Após uma primeira realização, não necessitam de ser repetidos, a menos que ocorram mudanças na conceção ou no processo de fabrico, que possam alterar as características dos equipamentos.

Os Ensaaios de Tipo incluem a realização dos seguintes ensaios [18]:

- Ensaio Visual, que permite a identificação de eventuais defeitos de fabrico, disposição dos equipamentos e verificação da marcação;
- Verificação da indelebilidade da marcação, segundo o especificado na norma EN 50298;
- Ensaios climáticos: Calor seco, Frio e Calor Húmido;
- Ensaios Mecânicos: Resistência à vibração e ao choque;
- Verificação dos graus de proteção: Índices IP (invólucros elétricos) e IK (impactos mecânicos);
- Ensaios dielétricos: Ensaios à onda de choque e à frequência industrial;
- Ensaios de imunidade.

(iii) Testes de Conformidade

Os testes de Conformidade são à comunicação entre IED's na Subestação e incluem a verificação do procedimento de comunicação segundo a norma IEC 61850 [17]. Estes testes serão alvos de análise na secção 3.3, seguindo o descrito e especificado na parte 10 da norma.

(iv) Ensaios Série ou de Rotina (da literatura anglo-saxónica: *Routine test*)

Os Ensaios de Série realizados para teste aos SPCC's, são também solicitados e especificados na norma IEC 61850 e são da responsabilidade do fornecedor do SPCC. Estes ensaios são efetuados de maneira repetitiva sobre produtos fabricados em série com vista a verificar que uma dada fabricação satisfaz os critérios definidos.

Para realização de Ensaios de Série, deve dispor-se da UC, do PCL, dos IED's, dos periféricos e da rede de comunicação local. Os ensaios de série consistem na realização dos seguintes ensaios de funcionamento [18]:

- ensaio funcional dos SPCC's, no que respeita ao *software* instalado;
- ensaio funcional de todos os periféricos;
- ensaio do processamento das comunicações;

- verificação das características estáticas das entradas lógicas e analógicas, bem como saídas lógicas, na UC e nos IED's. É esperado ainda que seja ensaiada a comunicação entre a UC e o Centro de Condução.

(v) Ensaios em Fábrica

Os ensaios em fábrica, denominados FAT (da literatura anglo-saxónica: *Factory Acceptance Test*), são da responsabilidade dos fabricantes dos equipamentos e são realizados antes da instalação na Subestação e respetiva colocação em serviço. Nos ensaios FAT são testadas e verificadas as várias funções de um SPCC. Assim, são realizados em laboratório testes a todos os equipamentos a instalar, juntamente com elementos simulados, nomeadamente órgãos de Alta Tensão, componentes do parque da instalação [11]. Segundo a parte 4 da norma IEC 61850, estes ensaios são opcionais [17]. Nos ensaios FAT são testadas e verificadas as várias funções de um SPCC.

Os ensaios FAT podem ser divididos em dois tipos, os que verificam os parâmetros dos SPCC's e os que envolvem a simulação de condições de funcionamento, como diferentes temperaturas, choque, vibrações mecânicas ou impulsos elétricos, que prejudicam o correto funcionamento dos equipamentos [19].

Após a conclusão dos ensaios FAT a todos os painéis da Subestação, os mesmos devem ser ligados à rede de fibra ótica para proceder aos seguintes ensaios, mediante o protocolo adotado pelo fabricante [2]:

- Acesso às proteções e simulação de acesso remoto;
- Registo, armazenamento e acesso ao sistema de Osciloperturbografia e localização de defeitos;
- Sistemas de Proteção (proteção de barramento e falha de disjuntor);
- Sinalizações para o Registador Cronológico de Acontecimentos;
- Alarmes.

(vi) Ensaios no Local de Instalação

Os ensaios no Local de Instalação, SAT (da literatura anglo-saxónica: *Site Acceptance Test*), diferem-se dos ensaios FAT por serem executados no local da instalação do SPCC, na Subestação. Estes ensaios seguem três fases de ensaios [2]:

- Ensaios de comissionamento, desenvolvidos pelo fabricante, consistem na injeção primária de correntes e tensões, essencialmente para verificação de continuidade dos circuitos e robustez;
- Ensaios SAT, propriamente ditos, realizados pelos fabricantes com presença da entidade requerente;
- Ensaios de colocação em serviço do painel, que deverão ter um protocolo específico de acordo com a entidade requerente. Contemplam as verificações e ações antes da efetiva

colocação em tensão do painel e verificações e ações a tomar após a colocação em carga do painel.

Os ensaios de garantia de qualidade, definidos na parte 4 da norma IEC61850 [17], eram já realizados, em testes aos SPCC's, antes da criação desta norma. Significa que mesmo com a introdução de um novo paradigma nas SE's, muitos aspetos se mantêm, ao nível de ensaios a realizar. No entanto, para além dos ensaios já realizados, a norma sugere ensaios específicos, que não eram realizados até ao seu aparecimento. Estes serão abordados nos pontos seguintes.

3.3 Testes de Conformidade

Com o objetivo de verificar a conformidade de um determinado IED, ao nível da comunicação, com as especificações e restrições impostas pela norma IEC 61850, na parte 10 da mesma [15] está definida uma metodologia de testes de conformidade e respetivos requisitos. Esses testes inserem-se nos Testes de Qualidade, secção 3.2.1, os quais são da responsabilidade do fabricante do equipamento.

Sendo uma verificação e validação específica dos requisitos de comunicação, os testes de conformidade são certificados por uma entidade independente com laboratórios externos especializados, tal como a KEMA. O certificado de conformidade deverá ser entregue com o IED [20].

Os testes de conformidade demonstram a capacidade do Dispositivo Sob Teste (DUT, da literatura anglo-saxónica: *Device Under Test*) operar de acordo com o definido na norma IEC 61850, exigindo a consideração das seguintes problemáticas [15]:

- O problema de um teste completo é a quantidade de cenários possíveis, pode cobrir-se todos os casos normais de funcionamento, mas isso pode não ser verdade para todos os casos de falha.
- Não é possível testar todas as configurações do sistema utilizando IED's de diferentes fabricantes, devendo recorrer-se a um modelo normalizado de testes através de simulação. O que implica um acordo sobre a configuração e procedimentos de ensaio, para que os resultados sejam compatíveis e reproduzíveis.
- A norma não padroniza as funções dos equipamentos de comunicação, não abordando os modos de falha das funções. No entanto, a existência de funções distribuídas e o impacto da resposta das funções no fluxo de dados no dispositivo, cria alguma interdependência.
- Dependendo das definições apresentadas na norma, algumas propriedades do equipamento deverão ser comprovadas por informação e documentos fornecidos com o equipamento.

O teste de conformidade deve ser personalizado para cada DUT, segundo as capacidades identificadas em documentos fornecidos pelos fabricantes. Ao serem submetidos equipamentos para teste devem ser, juntamente, fornecidos os seguintes elementos [12] [15]:

- PICS (da literatura anglo-saxónica: *Protocol Implementation Conformance Statement*), que corresponde ao resumo das possibilidades de comunicação do IED ou SAS a ser testado (IEC 61850-7-2);
- MICS (da literatura anglo-saxónica: *Model Implementation Conformance Statement*), que detalha o padrão dos elementos do objeto de dados suportado pelo IED ou SAS a ser testado;
- PIXIT (da literatura anglo-saxónica: *Protocol Implementation eXtra Information for Testing*), que contém informações específicas relativas ao IED ou SAS a ser testado e que estão fora do âmbito da Norma;
- Documentação e controlo de versão conforme especificado em IEC 61850-4.

Os testes de conformidade devem cumprir determinados requisitos, que se dividem em duas categorias: Requisitos estáticos, os quais contemplam a verificação da documentação que apresenta os recursos obrigatórios exigidos pela Norma IEC 61850 e especificados pelo fabricante e requisitos dinâmicos, que representam o real estímulo-resposta do DUT, sendo verificado se o dispositivo implementa corretamente todas as características reivindicadas na sua documentação. Estes devem ser definidos no PICS, servindo os propósitos de seleção do conjunto de testes apropriado, garantir que tais ensaios são realizados e fornecer a base para a revisão da conformidade.

Deve ser fornecido um MICS detalhando os elementos do modelo de objetos de dados suportados pelo sistema ou dispositivo. O MICS é implementado no arquivo SCD, de acordo com a parte 6 da norma IEC 61850.

O processo de avaliação da conformidade, segundo a norma IEC 61850 é mostrado na Figura 3.2.

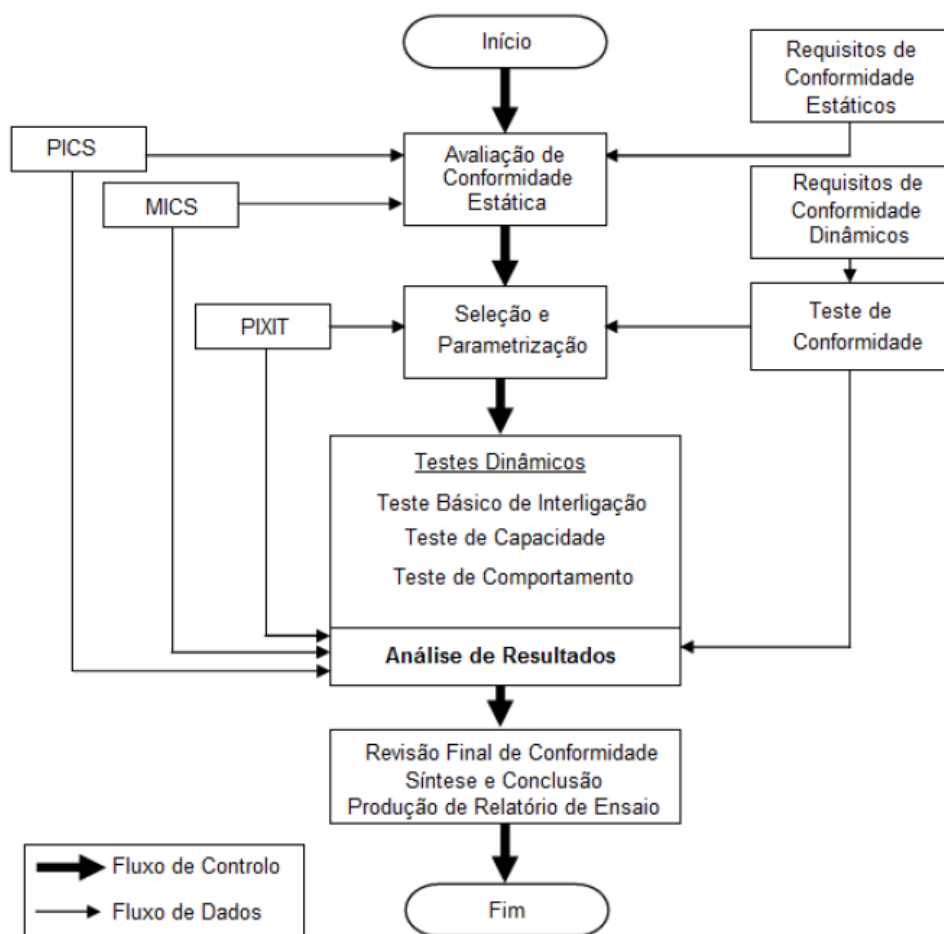


Figura 3.2: Processo de Avaliação de Conformidade, parte 10 da norma IEC 61850 [15]

No teste de conformidade, apenas um dispositivo deve ser submetido contra um único dispositivo de teste. O teste de conformidade específico do dispositivo, para além de verificar os elementos fornecidos juntamente com o dispositivo a testar, PICS, MICS e PIXIT, consiste na verificação dos seguintes pontos:

- Arquivo de configuração da SE, SCD, e dos IED's, ICD ou CID, em Linguagem de Configuração de Subestações, SCL, conforme a Parte 6 da Norma IEC 61850 e referido na secção 3.6;
- Modelo de dados, fornecido pelo fabricante, conforme as Partes 7-3 e 7-4 da Norma IEC 61850;
- Mapeamento dos modelos e interface de serviços de comunicação abstrata (ACSI) fornecidos pelo fabricante, conforme as partes 7-2, 8-1, 9-1 e 9-2 da IEC 61850.

A verificação da conformidade de um dispositivo transmite uma maior confiabilidade no mesmo para a obtenção da interoperabilidade quando integrado num SAS. No entanto os testes de conformidade não garantem que os equipamentos certificados realizem todas as funções e serviços quando em operação com outros equipamentos, da mesma forma que não substitui a realização dos ensaios FAT e SAT [12].

A Parte 10 da IEC 61850 [15] inclui também as verificações a efetuar às ferramentas de configuração dos IED's de cada fabricante e às ferramentas de configuração do sistema. Estes testes são dedicados à verificação de leitura, importação e exportação dos ficheiros em SCL.

Na norma é também especificado o critério de aprovação de cada teste, classificando-se da seguinte forma [15]:

- *Passed* (Aprovado): quando o DUT cumpre claramente o especificado, não sendo detetados quaisquer resultados inválidos;
- *Failed* (Reprovado): quando o DUT não cumpre pelo menos uma das especificações, havendo pelo menos um resultado inválido;
- *Inconclusive* (Inconclusivo): quando não é possível classificar de nenhuma das duas formas anteriores, devendo determinar-se se a incerteza é proveniente da Norma IEC 61850, da implementação ou dos procedimentos de testes utilizados.

A norma IEC 61850, sugere ainda que os testes de conformidade devem ser realizados antes da integração do SAS no local definitivo de operação, possibilitando assim a deteção de diferenças de interpretação, erros de software ou o indevido funcionamento de alguma funcionalidade implementada, atempadamente [15].

Só após aprovação nos testes de conformidade, os IED's estarão aptos a serem submetidos aos testes funcionais e de interoperabilidade, secções 3.4 e 3.5.

3.4 Testes Funcionais

Os testes de conformidade verificam a conformidade de um equipamento com a norma IEC 61850, mas não avaliam a conformidade com os requisitos funcionais que o utilizador pretende para o equipamento inserido num determinado SPCC. Os testes funcionais permitem verificar essa conformidade com os requisitos funcionais, isto é, avaliar se um equipamento desempenha as funções pretendidas, neste caso pelo Operador da Rede de Distribuição, a EDP Distribuição SA, sob diferentes condições de ensaio reais [2] [21].

A realização dos testes funcionais necessita de um conjunto de teste adequado, representado na Figura 3.3. Este deve possuir a capacidade de simular condições correspondentes aos dados técnicos de operação do sistema sob teste [2]. As ferramentas de teste devem ser certificadas no envio de mensagens, garantindo uma conformidade com a norma IEC 61850. Assim, tais ferramentas devem ser portadoras das seguintes características:

- Implementação de todos os serviços e protocolos IEC 61850 para os quais o DUT deverá ser verificado, além de extensões de testes especiais, tais como, a capacidade de enviar mensagens corrompidas, de forma intencional;
- Função de registro para reconhecer, armazenar e fazer *playback* de todas as respostas do DUT;
- Capacidade de script para configurar uma execução automática da transmissão de mensagens de estimulação de teste e verificação das respostas. Os scripts devem incluir testes positivos (comportamento correto de mensagens e respectivas respostas) e testes negativos (comportamento não esperado causado por mensagens erradas);
- Capacidade de análise para mostrar os resultados corretos e os inesperados, facilitando a verificação de problemas ou respostas incorretas;
- Capacidade de simular, interpretar, enviar e receber mensagens GOOSE entre o equipamento de teste e o DUT.

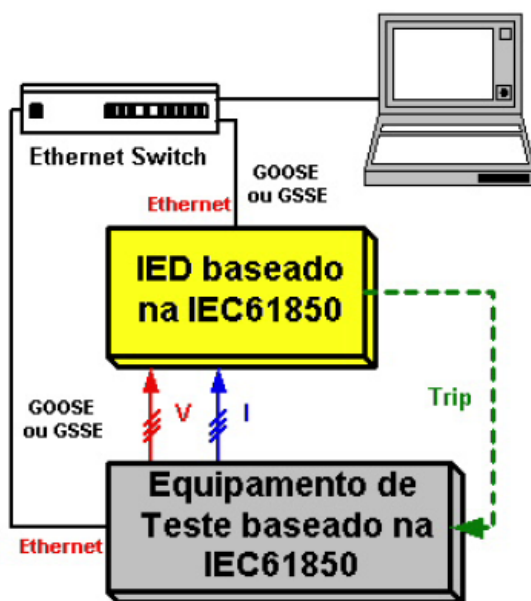


Figura 3.3: Esquema de teste funcional a um IED baseado na norma IEC 61850

Na Figura 3.4 é mostrada a configuração de teste para os ensaios funcionais segundo a norma IEC 61850. A ligação do IED com o processo é feita através de ligações físicas, condutores, entre o DUT e o equipamento de teste. Uma ligação de rede é utilizada para transferência de mensagens do protocolo, como sinais entre o IED e os disjuntores ou outros dispositivos [22].

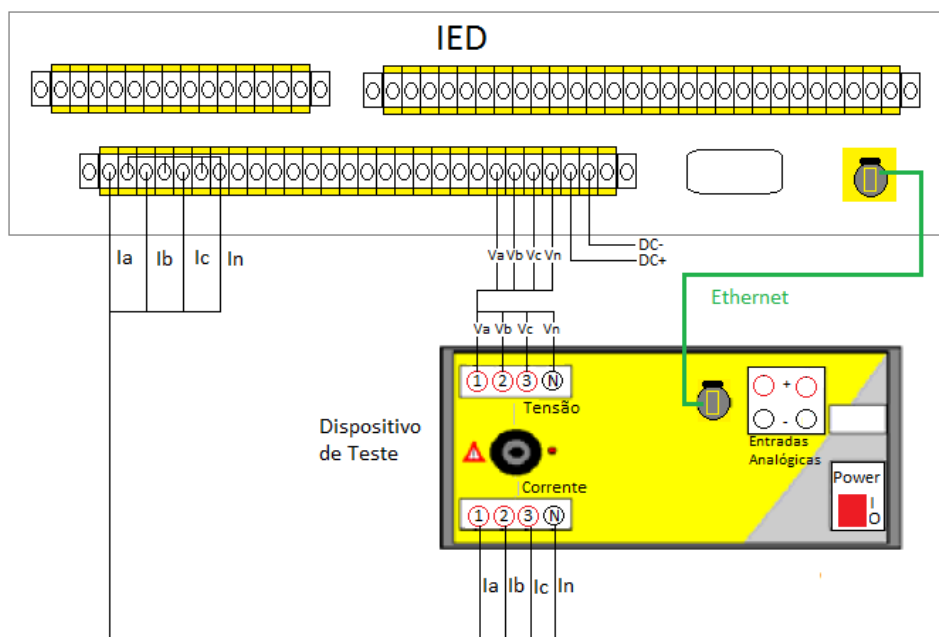


Figura 3.4: Ligações físicas em ensaios funcionais [22]

Não sendo prático nem possível testar todas as variações de cada tipo de mensagem que poderia ser trocada com todos os demais IED's de um SAS para os serviços e DUT's, uma vez que o número de possibilidades é muito grande e cresce exponencialmente com o número de IED's. O que pode ser uma boa situação de compromisso é estabelecer *scripts* de cenários de teste que possuam uma alta probabilidade de apresentar algum problema e que representem as condições mais desfavoráveis [22].

3.5 Testes de Interoperabilidade

Os testes de interoperabilidade devem ser efetuados após a realização dos testes de conformidade e dos testes funcionais. São necessários quando se pretende atingir a interoperabilidade entre IED's numa SE, pois os testes de conformidade, definidos na norma IEC 61850, não verificam nem garantem a comunicação entre equipamentos de diferentes fabricantes. Enquanto os testes de conformidade consistem no teste de um único equipamento, os testes de interoperabilidade são realizados com o objetivo de avaliar a comunicação entre vários equipamentos, podendo estes ser de diferentes fabricantes. Assim, os testes de conformidade e de interoperabilidade devem complementar-se e ser realizados pela ordem apresentada [23].

Atualmente, a norma IEC 61850 define e especifica, de forma a normalizar, os LN's, dados e atributos de dados. Define ainda testes de conformidade e de desempenho do sistema, no entanto, não especifica que tipos de ensaios devem ser realizados para verificar a interoperabilidade entre os dispositivos, sendo um dos fatores que tem dificultado a migração para SAS com comunicação baseada no protocolo IEC 61850 [23].

Os testes de interoperabilidade são realizados para detetar qualquer problema ou potencial problema de interoperabilidade entre funções ou elementos funcionais integrados nos equipamentos. Para a realização dos testes de interoperabilidade é necessário ligar à RLC vários IED's para efetuar trocas de mensagens, segundo a norma IEC 61850 (por exemplo mensagens GOOSE). O equipamento de teste deve permitir a simulação dessas mensagens ou utilizar um equipamento já inserido no SAS para gerar as mensagens, esta ultima é situação mais realista. Será sempre necessário uma ferramenta, compatível com a norma IEC 61850, com capacidade de analisar as mensagens GOOSE transmitidas [24]. É assim uma vantagem para departamentos de manutenção de SE's que não possuam equipamentos capazes de simular mensagens GOOSE, podendo realizar os ensaios de interoperabilidade na mesma [2].

Uma estruturação típica de um teste de interoperabilidade baseia-se na realização dos seguintes pontos [2]:

- Teste de interoperabilidade da rede LAN *ethernet*. Podendo esta ser dividida em redes virtuais (VLAN, da literatura anglo-saxónica: *Virtual Local Area Network*), com o objetivo de melhorar o desempenho. A realização do teste baseia-se na verificação da transmissão de mensagens GOOSE restritas a uma VLAN e assim verificar a configuração e ligações dos *switches ethernet*;
- Teste de interoperabilidade do controlador da SE, Interface Homem-Máquina (IHM), incluindo relatórios dos conjuntos de dados configurados, envio de mensagens GOOSE, controlo de equipamentos de manobra na SE e transferência de arquivos de ocorrências (entre eles oscilografia, relatórios de defeitos e registo sequencial de eventos);
- Teste de interoperabilidade a cada um dos equipamentos. Consiste na verificação da receção das mensagens GOOSE, por parte de cada IED, enviadas durante o teste de interoperabilidade;
- Teste de interoperabilidade de *gateway*. Este teste permite verificar variações entre os pontos de dados e de controlo exposto pelo protocolo IEC 61850 e a interface de comunicação para o Centro de Comando e Controlo, com um determinado protocolo;
- Teste de interoperabilidade das funções de uma Unidade de Pannel, um IED. A realização deste teste permite verificar o funcionamento de todas as funções de proteção de cada tipo de unidade;
- Teste de interoperabilidade das funções entre Unidades de Pannel, entre IED's. Verifica o correto funcionamento das funções distribuídas de proteção e automação;
- Teste de interoperabilidade das funções entre Unidades de Pannel e de Processo. Onde são verificadas as funções de supervisão e controlo.

A Figura 3.5 representa um sistema para teste de interoperabilidade de vários IED's. Inicialmente, deve montar-se e configurar os equipamentos de rede, como *switches ethernet*, *routers*,

gateways e outros equipamentos associados. As bases de dados da IHM devem ser configuradas, bem como os restantes equipamentos no “*station level*”, dando início os testes de comunicação [2]. Perante a complexidade de um SAS com funções distribuídas, sugere-se começar pelas situações mais simples, como exemplo, pode simular-se um defeito que envolva dois ou mais IED’s de proteção ou controlo e analisar as mensagens trocadas por estes IED’s, incluindo as mensagens verticais para a IHM (status, alarmes e comandos) e as mensagens horizontais (GOOSE ou GSSE). Cada uma das funções distribuídas deve ser testada, simulando-se as diversas situações que possam ocorrer.

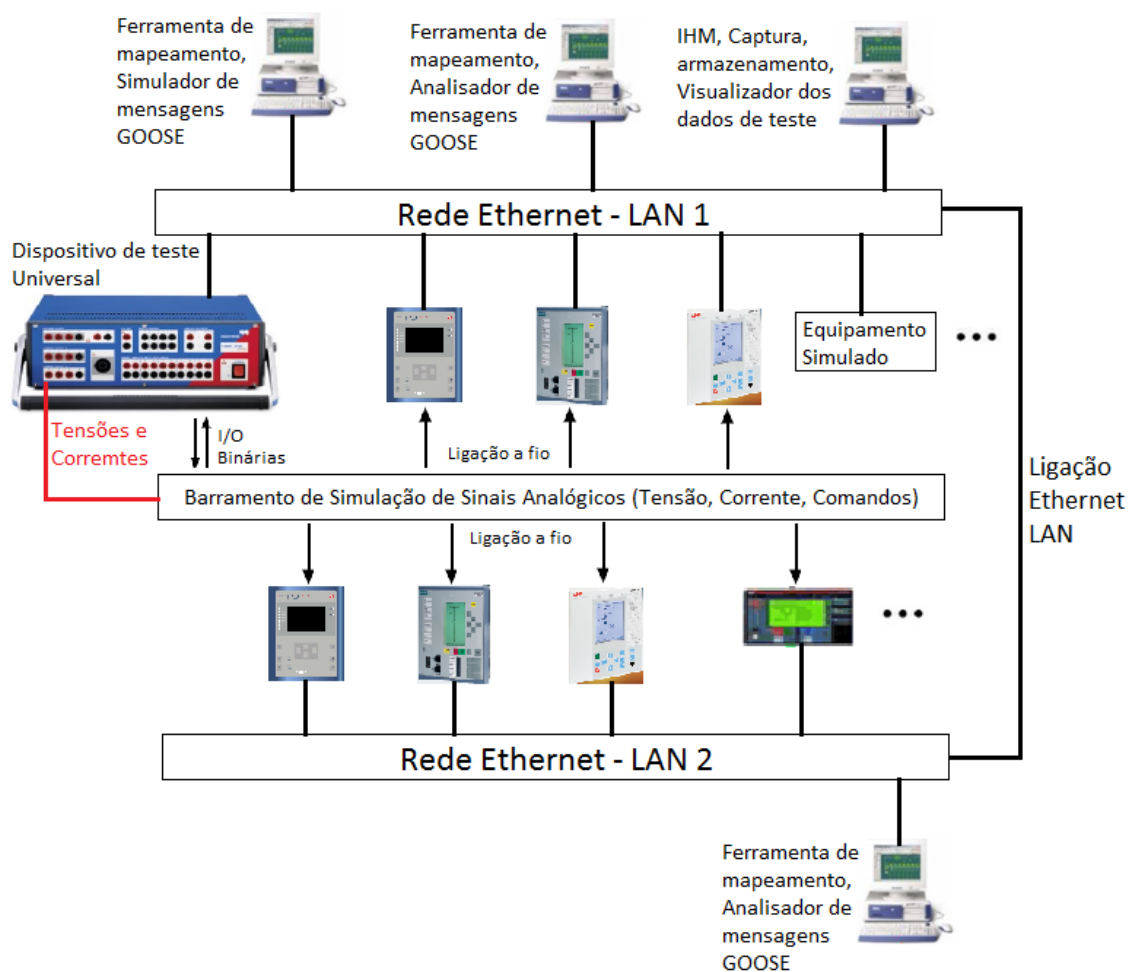


Figura 3.5: Sistema para teste de interoperabilidade com vários IED's [2]

O sistema teste é composto por um conjunto de IED's interligados a uma rede LAN, juntamente com um simulador de mensagens GOOSE, analisador de protocolo, IHM, armazenamento, captura e visualização dos dados de teste, além de uma fonte de controlo e geradora dos sinais analógicos. Está também equipado com um equipamento GPS (da literatura anglo-saxónica: *Global Position System*).

Caso algum IED não esteja disponível durante o teste de interoperabilidade, deve ser simulado

por uma ferramenta computacional que o permita. A função de oscilografia é colocada em operação desde o início dos ensaios, sendo uma ferramenta de suporte na análise do tempo de operação de cada um dos relés [2].

Mesmo considerando que todos os IED's constituintes do SAS foram aprovados nos testes de conformidade, da responsabilidade do fabricante, poderão ocorrer diferenças entre IED's que irão dificultar os testes de interoperabilidade. A realização de interoperabilidade em ambiente controlado de um laboratório é muito superior à procura de defeitos e a sua correção na Subestação. No laboratório, os testes são feitos passo a passo e com ferramentas computacionais de análise que facilitam a identificação de problemas. Na SE poderão aparecer defeitos simultâneos, que irão dificultar muito a sua localização e reparação, podendo prolongar de forma não controlada o prazo de realização dos testes de campo [2].

3.5.1 Tipos de Testes de Interoperabilidade

Os testes de interoperabilidade fornecem ao utilizador final a informação de que os IED's comunicam entre si. Estes testes podem ser testes de 'prova de conceito', realizados em laboratório ou podem ser conduzidos como parte de um teste de aceitação local, SAT. O primeiro geralmente é realizado pelos engenheiros de projeto da subestação ou integradores do sistema, de forma a obter uma garantia antes da integração e implementação na instalação. O último faz parte dos testes SAT de comissionamento, para garantir que o fluxo de dados na rede de fibra ótica LAN funcione como esperado. A verificação ponto-a-ponto de todas as conexões virtuais sobre a rede LAN é vital para o funcionamento correto do SAS e para todo o sistema de energia. Segundo isto, os testes de interoperabilidade podem ser categorizados como [12]:

(i) Testes de Interoperabilidade de 'Prova do Conceito'

Os testes de interoperabilidade de Prova de Conceito (da literatura anglo-saxónica: *Proof-of-the-concept*), verificam a interface de comunicação associada ao IED em teste ou DUT. O teste é usualmente realizado em laboratório com o objetivo de verificar se o IED é capaz de comunicar com cada um dos outros IED's no sistema. Geralmente, as ligações entre os IED's são simplificadas para diminuir a complexidade do teste e as funções relacionadas com a interoperabilidade não são testadas.

(ii) Testes de Interoperabilidade de Aceitação na Instalação

Os testes de interoperabilidade de aceitação no local da instalação, inseridos nos ensaios SAT, verificam as comunicações ponto-a-ponto sobre a rede ethernet da SE. São verificadas todas as conexões lógicas virtuais ponto-a-ponto associadas a funções. É necessário um conjunto de teste para simular as condições da SE, gerando sinais de corrente e tensão analógicos ou digitais para iniciação do teste.

Deve notar-se que, normalmente, os fabricantes realizam testes de interoperabilidade dentro das suas próprias linhas de produtos, onde a coordenação e proteção de dados não é um problema dentro do mesmo fabricante. A interoperabilidade entre múltiplos dispositivos e sistemas

de múltiplos fornecedores não é testada. Dois equipamentos que tenham passado nos testes de conformidade, não garantem que sejam interoperáveis, pois podem ter perfis de comunicação diferentes. Testes que verifiquem a interoperabilidade entre fabricantes são altamente recomendáveis para uma integração e implementação em pleno funcionamento. Assim, com base na origem (fornecedor) dos equipamentos, os testes podem classificar-se como [12]:

(iii) Testes de Interoperabilidade com vários IED's de um Único Fabricante

Todos os dispositivos do sistema em teste são do mesmo fabricante, desenvolvidos na mesma plataforma em conformidade com a norma IEC 61850, já aprovados nos testes de conformidade e FAT. Normalmente, não há interação entre ferramentas diferentes pois a ferramenta de configuração dos vários IED's e de configuração do sistema é a mesma, do mesmo fabricante.

(iv) Testes de Interoperabilidade com vários IED's de Vários Fabricantes

Os dispositivos constituintes do sistema a testar são de diferentes fabricantes, desenvolvidos em diferentes plataformas. Igualmente ao teste com dispositivos de um único fabricante, os equipamentos devem já ter passado nos testes de conformidade e FAT. Neste caso, é necessário ferramentas dos diferentes fabricantes para configuração dos diferentes IED's, bem como uma ferramenta para configuração do sistema, para configuração das comunicações.

Um perfil de comunicação ponto-a-ponto ou '*peer-to-peer*' é uma característica única de um SAS baseado na norma IEC 61850. Esta característica permite a interoperabilidade entre IED's no mesmo nível (*bay level*), bem como entre os equipamentos no '*station level*' e sistemas, enquanto o perfil cliente-servidor permite a interoperabilidade entre '*bay level*' e '*station level*'. Os testes de interoperabilidade com base nos perfis de comunicação classificam-se como [12]:

(v) Testes de Interoperabilidade baseados no perfil Ponto-a-Ponto

O teste de interoperabilidade baseado no perfil ponto-a-ponto verifica as conexões lógicas virtuais entre dois ou múltiplos equipamentos ligados na rede *ethernet* LAN. Qualquer um dos DUT's pode iniciar o teste por envio de dados, via *multicast*, para a rede LAN. Os outros dispositivos, caso a informação seja destinada a eles, captam a informação enviada.

(vi) Testes de Interoperabilidade baseados no perfil Cliente-Servidor

O perfil de comunicação cliente-servidor é um perfil orientado à conexão, isto é, quando ocorre determinado acontecimento, o servidor envia uma mensagem para o cliente. O servidor é sempre o iniciador. A conexão deve ser estabelecida antes do início do teste. O objetivo deste teste é verificar a correta comunicação entre diferentes níveis hierárquicos de dispositivos na SE, uma vez que o servidor está localizado no nível de unidade de painel (*bay level*) e o cliente no '*station level*'.

Numa Subestação, os dispositivos localizados no '*bay level*' podem operar entre eles, bem como podem operar com outros níveis (por exemplo '*station level*'). Dependendo da hierarquia dos equipamentos envoltos os testes de interoperabilidade podem classificar-se como [12]:

(vii) Testes de Interoperabilidade Horizontal

Os testes de interoperabilidade Horizontal envolvem os IED's localizados ao mesmo nível, 'bay' ou de unidades de painel. Comunicam através de um perfil ponto-a-ponto na rede LAN. Verificam se as funções distribuídas, em vários IED's, funcionam em pleno, isto é, se a interação entre IED's está operacional.

(viii) Testes de Interoperabilidade Vertical

Estes testes envolvem dispositivos localizados em dois níveis diferentes da SE, o nível 'bay' e o 'station'. A comunicação pode ser feita por perfil ponto-a-ponto ou cliente-servidor. Funções como o controlo de um disjuntor pelo IHM, normalmente por perfil cliente-servidor ou um bloqueio rápido por perfil ponto-a-ponto, requerem testes de interoperabilidade vertical.

3.5.2 A importância dos Testes de Interoperabilidade

A indústria de energia, a *International Electrotechnical Commission* (IEC), o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) e outros partilham a visão de que se consiga a interoperabilidade, a igualdade entre fabricantes concorrentes e a garantia ao utilizador final da capacidade de efetuar comunicação entre IED's de diferentes fabricantes na SE e de partilha e acesso à informação. Os fabricantes deveriam trabalhar em conjunto para enfrentar os desafios da interoperabilidade [12].

Existem dezenas de fabricantes de IEDs e fornecedores de sistemas que têm visões um pouco diferentes da norma IEC 61850 e respetivos requisitos. Como resultado, a interoperabilidade não tem sido fácil de implementar em SAS com equipamentos de diferentes fabricantes. Para atingir uma verdadeira interoperabilidade, funcional, entre fabricantes, são necessários testes de interoperabilidade e de validação de SAS. Laboratórios de testes independentes que verificam e validam a interoperabilidade serão capazes de fornecer serviços aos utilizadores finais, com a realização de testes de prova de conceito. Este tipo de testes irá eliminar problemas de interoperabilidade, que representam custos ao operador da Rede de Distribuição durante as fases de integração, comissionamento e operação, aumentando a confiança no sentido da migração para a norma IEC 61850 em pleno [12].

A realização de testes de interoperabilidade é crucial, devem fazer parte dos testes de comissionamento, analisando todas as conexões lógicas virtuais ponto-a-ponto, para verificar se todas as funções atuam como suposto e se todas as funções distribuídas interagem como projetado, especialmente se houver mensagens GOOSE transmitidas na rede LAN.

3.6 Testes de Desempenho do Sistema

Os testes de desempenho do sistema ou de "performance" de um SAS pretendem verificar se o tempo de atuação de cada função se mantém dentro dos limites especificados, mesmo quando a RLC é submetida a condições críticas de tráfego de mensagens ou ruído, e quando PD's e equipamentos dessa mesma RLC são de diferentes fabricantes. São também testados os tempos máximos

que cada mensagem (normalmente as mensagens GOOSE) leva desde a sua geração, num IED emissor, até que seja recebida pelos IED's subscritores, denominado "tempo de transferência" (da literatura anglo-saxónica: *Transfer time*). Os requisitos da aplicação de comunicação são definidos, na parte 5 da norma IEC 61850 [8], em termos deste tempo de transferência. O tempo de transferência é definido em função de três intervalos [15], mostrado na Figura 3.6:

- t_a : tempo necessário para o dispositivo processar a mensagem a enviar;
- t_b : tempo necessário para a rede de comunicação entregar a mensagem;
- t_c : tempo necessário para o dispositivo que recebeu a mensagem processar a informação.

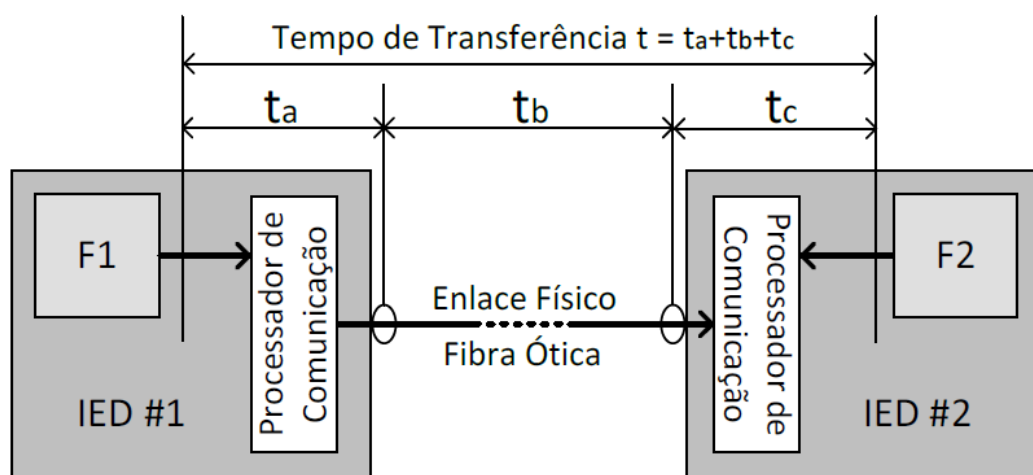


Figura 3.6: Tempo de transferência de mensagens [25]

O tempo t_b é determinado pela infraestrutura da rede de comunicação, logo não é um atributo do IED. Este está dependente do *switches* e cabos de ligação, que introduzem atrasos na comunicação.

Os testes de desempenho devem ser realizados no local da instalação quando o sistema estiver configurado na plenitude. É assim a única forma possível de obter os verdadeiros resultados no que diz respeito aos tempos de transferência de dados. Podendo assim também verificar as interações entre os dispositivos de diferentes fabricantes presentes no sistema. Por forma a verificar se a rede LAN e todas as funções e interações entre IED's funcionam corretamente em situações críticas [20], isto é, de grande fluxo de mensagens GOOSE, consideram-se na simulação situações muito desfavoráveis, consistindo na simulação de defeitos que evoluam para incluir varias zonas de proteção da SE, juntamente com falhas de disjuntores [2].

Um sistema de teste deve medir o tempo de latência de uma saída através da criação de uma sequência de entradas físicas para o IED, medindo o atraso de tempo correspondente à mensagem gerada pelo IED. O tempo médio de latência e o desvio padrão devem ser calculados através das respostas a 1000 entradas. O fornecedor deve definir e documentar o tempo de latência que

é suposto para um tempo de processamento de saída estimado. Os resultados do teste a serem documentados para cada latência devem ser os valores medidos e os dois correspondentes valores estimados. Os valores medidos devem ser os valores médios e o desvio padrão do tempo de latência calculados através de 1000 testes. Resumidamente, a metodologia descrita é apresentada na Figura 3.7.

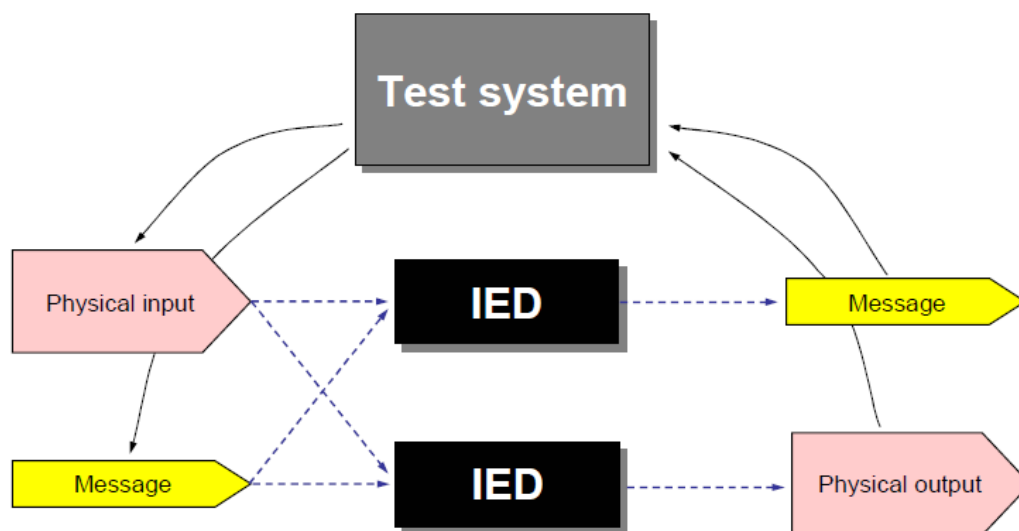


Figura 3.7: Teste de desempenho do sistema [15]

No entanto, para o funcionamento correto do IED, é necessário garantir algumas características. Algumas dessas características são [2]: Sincronização de tempo e precisão, Controlo do tempo de reação e Critérios operacionais e de confiabilidade.

A sincronização de tempo é utilizada para a sincronização dos valores de relógio do IED quando nenhuma fonte de tempo externa está disponível para o equipamento. Durante a sincronização através da rede LAN da SE, um IED, com uma fonte de precisão tempo, atua como tempo “mestre” do sistema. Um segundo IED do mesmo tipo pode ser definido para agir como “mestre” como sistema de *backup* [15]. A fonte de tempo ‘mestre’ do IED é normalmente fornecida por uma fonte externa, como o GPS [2]. A precisão de sincronização de tempo deve ser ensaiada em relação ao UTC (da literatura anglo-saxónica: *Coordinated Universal Time*), tal como determinado pela referência temporal utilizada pelo gerador de teste. Os IED’s devem ser testados para a respetiva classe de precisão em que se encontram (de acordo com IEC 61850 parte 5). Os fornecedores de componentes de rede, como *switches* devem definir e documentar a o tempo de latência que é devido ao tempo de processamento estimado para todas as instâncias suportadas pelos componentes de rede [15].

Os valores de precisão e erro admissível estão documentadas na parte 5 da norma IEC 61850. Esses números podem ser combinados somente se tanto o tempo de sincronização e do mecanismo de marcação dentro dos IEDs apoiar esses requisitos. Os relógios dos IED’s devem ser precisos

para uma resolução maior do que a classe de desempenho, a fim de receber e sincronizar por uma fonte externa [15].

A função de controlo de tempo de reação pretende verificar a velocidade que cada IED é capaz de reagir a uma mensagem GSE ou a uma mensagem de controlo de comando. Deve identificar-se o tempo decorrido entre o instante de chegada da mensagem e a mudança de estado do IED [2]. Os critérios operacionais e de confiabilidade são uma medida de desempenho que documenta a confiabilidade e as características de operação do dispositivo. O sistema necessita de confiabilidade e informações operacionais como monitorização, proteção, controlo e dispositivos de comunicação. Usando estas medidas de desempenho, os projetistas podem escolher dispositivos apropriados para satisfazer os requisitos do sistema [2].

3.7 Dispositivo de Teste Universal

A utilização de IED's com a norma IEC 61850 necessita de novas metodologias de ensaios, para verificação e validação da interoperabilidade. Um dispositivo de teste universal deve possibilitar a simulação de características da SE e do sistema elétrico, de forma a verificar as exigências do sistema de proteção e comunicação que é testado. Com esta finalidade, uma ferramenta de teste universal, para a norma IEC 61850, deve garantir a realização das seguintes funções [24]:

- Simulação de sinais analógicos de correntes e tensões nos IED's a serem testados;
- Simulação de Valores Medidos Amostrados (SMV) de acordo com a parte 9.2 da norma IEC 61850;
- Simulação de sinais digitais que representam as mudanças de estado dos disjuntores, bem como dos sinais de controlo remoto, como saídas tradicionais para ligação aos IED's;
- Simulação de mensagens GSSE/GOOSE para verificar o funcionamento de outros IED's ligados à rede de comunicação da SE;
- Análise de mensagens GSSE/GOOSE que monitorizam e registam o tempo das mensagens recebidas provenientes dos IED's em teste, de a forma a avaliar o desempenho dos relés;
- Simulação da rede, com ferramentas de configuração que permitam ao utilizador configurar o equipamento de teste para os requisitos dos IED's testados e enviar mensagens GSSE/GOOSE simuladas para múltiplos IED's incluídos no sistema de proteção, operando com comunicações de alta velocidade ponto-a-ponto distribuídas;
- Simulação de processo, com ferramenta de teste que permita a configuração flexível das sequências de teste solicitadas e as simulações que utilizam as funções acima, com injeção das correntes e tensões correspondentes a estados de pré-defeito, defeito e pós-defeito, em regime permanente ou transitório;
- Temporizadores e registador de eventos;

IEC 61850. Esta ferramenta permite a realização de várias aplicações em dispositivos segundo a norma IEC 61850:

- Testes e resolução de Problemas, para avaliar o estado de um IED, manipulação de dados, ou obter as informações necessárias para configurar o teste com mensagens GOOSE.
- Comissionamento. Verifica a disponibilidade e o bom funcionamento dos IEDs instalados. As sequências de controlo podem ser enviadas para o IED e as suas respostas (por exemplo, relatórios não solicitados) podem ser recebidas e verificadas.
- Desenvolvimento e programação de IED's. Verifica a estrutura e a funcionalidade dos dispositivos em desenvolvimento. O IEDScout é uma ferramenta valiosa para gerar os arquivos de configuração do IED, obrigatório a partir de implementações protótipo. Fornece os dados de configuração necessários para a integração de dispositivos em sistemas sem a necessidade de ferramentas SCL personalizadas.

Os benefícios que esta ferramenta representa para o utilizador baseiam-se nos seguintes pontos [26]:

- Funciona com IED's de qualquer fabricante, compatíveis com a norma IEC 61850;
- Analisa vários IED's em simultâneo;
- Suporta situações de teste não planeadas ou improvisadas, especialmente durante o comissionamento e localização de defeitos;
- Analisa ficheiros SCL e permite a criação de ficheiros para dispositivos, sem a necessidade de ferramentas adicionais.
- Fornece a funcionalidade de 'cliente' para programadores de IED's segundo a Norma IEC 61850 (servidores);
- Deteta mensagens GOOSE na rede, permitindo a sua monitorização, gravação do tráfego e simulação de mensagens GOOSE.

Na Figura 3.9 está representado o ambiente gráfico da ferramenta IEDScout, onde se verifica a possibilidade de visualização do modelo de dados, como os LD's, os LN's e os atributos de dados. Permite ainda o acompanhamento do estado de cada atributo através de um painel de Monitorização de Atividade.

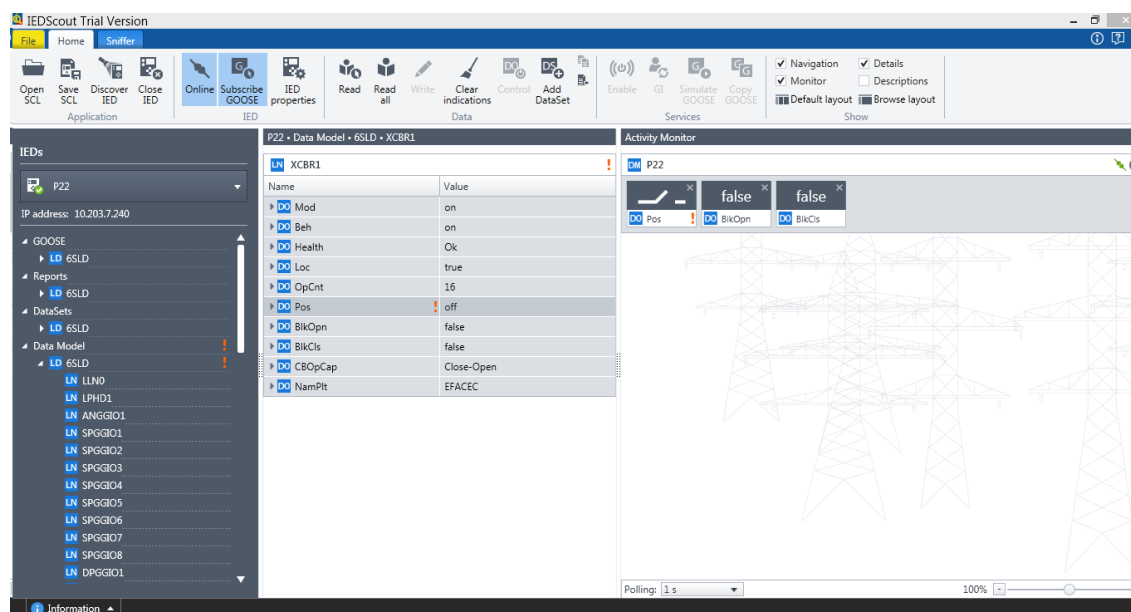


Figura 3.9: Ambiente gráfico do módulo IEDScout

GOOSE configuration [26]

O módulo de configuração GOOSE possibilita a configuração do mapeamento e do conjunto de equipamentos de teste para comunicações na RLC da SE, por meio de mensagens GOOSE. Este módulo pode ser inserido múltiplas vezes em planos de teste para automaticamente configurar as ‘ligações’. Para facilitar a entrada de parâmetros e para evitar erros de digitação, os parâmetros podem ser importados dos ficheiros de configuração no formato SCL padronizado.

Os equipamentos de teste operam com *status* de dados em mensagens GOOSE como se fossem feitas ‘ligações’ para as entradas e saídas binárias do equipamento de teste. Atributos de dados recebidos (subscritos) de mensagens GOOSE fazem atuar as entradas binárias do equipamento de teste, como por exemplo, sinais de trip ou arranque. Saídas binárias ativam atributos de dados em mensagens GOOSE simuladas (publicadas).

Sampled Values (SV) Configuration [26]

O módulo de configuração SV permite configurar a geração de até três Valores Amostrados (SV) no equipamento de teste. O módulo fornece os parâmetros de comunicação e permite a saída de valores amostrados. Para facilitar a entrada de parâmetros e evitar erros de digitação, os parâmetros podem ser importados por ficheiros SCL, como no caso anterior.

Os equipamentos de teste geram valores amostrados de acordo com “Orientação para implementação para Interface Digital para Transformadores de Instrumentos usando IEC 61850-9-2”. O conjunto de teste gera valores amostrados a uma taxa de 80 amostras por ciclo como destinado a aplicações de proteção e medição.

Os valores amostrados publicados correspondem às tensões analógicas e correntes geradas nas saídas de tensão e corrente do conjunto de teste. Como os valores secundários ainda estão

disponíveis. A escala dos valores primários representados pelos valores amostrados é feito com as configurações de Transformadores de Tensão (TT) e Transformadores de Corrente (TI) existentes no objeto de teste.

O módulo de configuração SV é exemplificado na Figura 3.10.

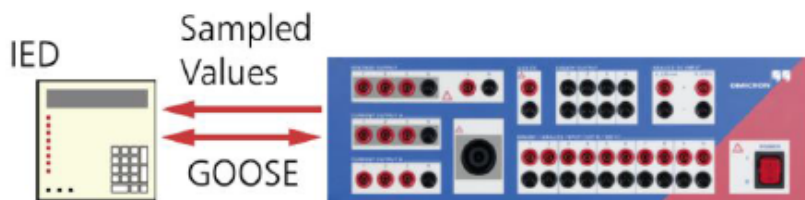


Figura 3.10: Módulo de configuração SV

SVScout [24]

O *software* OMICRON SVScout torna os valores amostrados visíveis para o engenheiro da subestação e desenvolvedores de IED's. Permite testar uma unidade de campo (MU, da literatura anglo-saxónica: *Merging Unit*) através da comparação de dois valores amostrados. Os desenvolvedores necessitam da medição da precisão da sincronização de tempo da MU. A Figura 3.11 representa o esquema de teste.

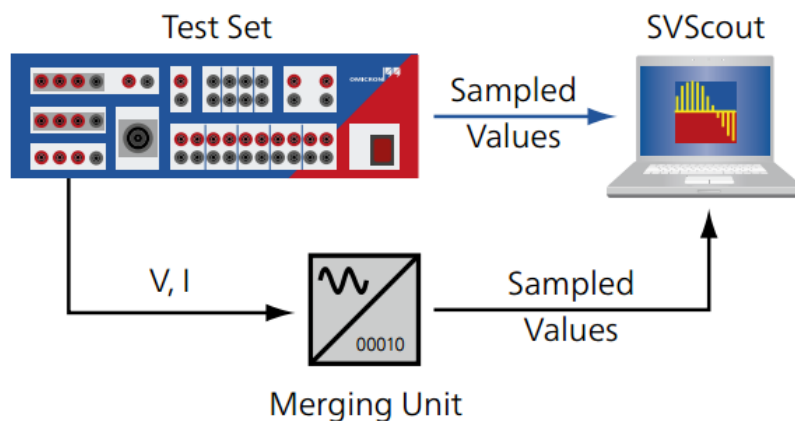


Figura 3.11: Esquema de teste de valores amostrados numa MU

A aplicação recebe os valores amostrados da MU e apresenta as formas de onda das tensões e correntes primárias, como se de um osciloscópio se tratasse, representado na Figura 3.12. Os dados são mostrados em unidades elétricas, de tensão e corrente. Permite ainda a funcionalidade de comparação de valores recorrendo a um cursor. Os valores de RMS e ângulos de fase são calculados a partir dos valores amostrados e exibidos num diagrama de fases e numa tabela de medição.

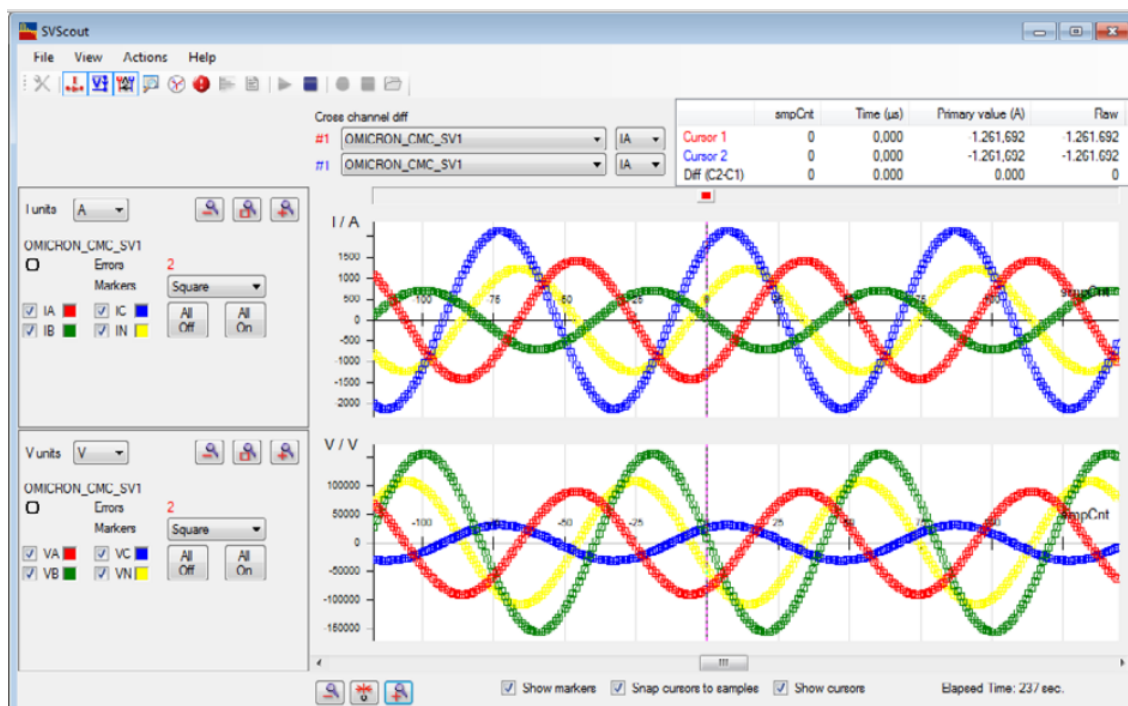


Figura 3.12: Interface da aplicação SVScout, com valores amostrados de tensão e corrente [26]

CMC 850 Package [26]

O equipamento de teste de proteção CMC 850 da OMICRON, representado na Figura 3.13, é dedicado à norma IEC 61850. Foca-se nos métodos de comunicação em tempo real, de GOOSE e SV, para efetuar a interface com os equipamentos a testar. É fornecida, juntamente com a CMC 850, uma unidade de interface para sincronização de tempo, CMIRIG-B, dada a necessidade desta função no decorrer dos testes, por exemplo na geração de valores amostrados sincronizados. É também fornecido um conjunto de ferramentas, algumas já abordadas, como o caso do IEDScout, módulo de configuração GOOSE, módulo de configuração SV e ainda QuickCMC, State Sequencer e OMICRON Control Center. Tornando assim o equipamento pronto a usar para testes de GOOSE e SV.

O CMC 850 fornece novas funções que são acessíveis através de uma interface web, simplesmente usando um navegador web:

- Receber valores amostrados e mostrar os dados numa visualização aproximada a um multímetro e osciloscópio;
- Calcular fasores a partir dos valores amostrados subscritos;
- Sincronizar para a rede, fontes de horário;
- Gravar a reprodução de tráfico da rede.



Figura 3.13: Equipamento CMC 850 da OMICRON e caixa de interface CMIRIG-B [2]

3.9 Ferramentas RTDS Technologies®

O Simulador Digital em Tempo Real (RTDS, da literatura anglo-saxônica: *Real Time Digital Simulator*) permite testar dispositivos baseados na norma de comunicação em SE's IEC 61850, em malha fechada, segundo o esquema apresentado na Figura 3.14. O módulo que permite a realização de testes às comunicações via IEC 61850 é fornecido pela carta GTNETx2 (da literatura anglo-saxônica: *Giga-Transceiver Network Communication Card*), contendo os protocolos GTNET-SV e GTNET-GSE. Essa carta é responsável por fornecer uma ligação de comunicação em tempo real ao simulador via ethernet [28]. O simulador RTDS contém todas as ferramentas e requisitos necessários à modelização de uma Subestação digital. Segundo a RTDS Technologies, esta tecnologia foi já ligada, com sucesso, a uma grande gama de dispositivos que trocam mensagens GOOSE e Valores Amostrados (SV), como: Schneider Electric, Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), GE, Siemens, ABB, Alstom, NARI-relay, Artech, Omicron, Ingeteam, ZIV, Efacec Automation, Toshiba, XJ e Sifang [29].

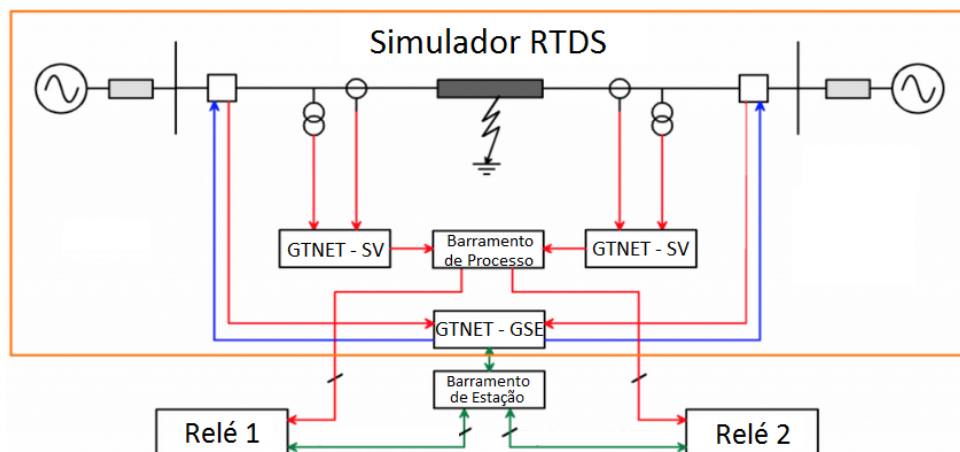


Figura 3.14: Esquema de ensaio de conformidade com a IEC 61850, utilizando o simulador RTDS [28]

A simulação em malha fechada é vantajosa em face aos ensaios em malha aberta, por permitir a simulação da rede elétrica e do sistema de proteção num ambiente controlado e em tempo real, permitindo reduzir o tempo de testes efetuados aos SPCC's, pela análise completa do sistema em vez de a um único equipamento por ensaio [2].

Os SV, especificados na parte 9-2 da norma IEC 61850, podem ser utilizados para aplicar sinais de tensão e corrente nos dispositivos em vez de se utilizar corrente e tensão analógica através de amplificadores [28]. Com SV's de tensões e correntes, gerados pela carta GTNET-SV, o relé irá responder como se estivesse conectada à rede elétrica. O relé deve atuar na ocorrência de um defeito, fornecendo sinais 'trip' e a sinais consecutivos de religação. Desde que o modelo da rede LAN seja simulado em tempo real, os sinais do relé serão utilizados para operar os disjuntores modelizados na simulação. Os modelos dos disjuntores podem incluir o tempo de funcionamento mecânico e o respetivo estado.

Se o equipamento de proteção for compatível com a norma IEC 61850, os comandos do disjuntor podem ser importados para a simulação, através do GTNET-GSE, com suporte para mensagens GOOSE e GSSE. A opção de firmware para esta aplicação permite um máximo de 64 sinais de entradas binárias e 64 sinais de saídas binárias para serem trocados entre o simulador e até 8 compatíveis com IED's segundo a Norma IEC 61850. Está também disponível um editor de ficheiros SCL que pode ser usado para criar e editar arquivos SCL, necessários para a configuração da Norma IEC 61850 [29].

Com o RTDS e o equipamento de proteção ligados em malha fechada, o equipamento de proteção pode estar sujeito a vários defeitos e cenários de operação. Cada condição pode ser repetida para investigar possíveis operações falhadas ou testar a estabilidade dos equipamentos. As falhas e cenários de funcionamento podem ser executados manualmente ou em modo automatizado.

3.9.1 Vantagens da utilização de um RTDS em sistemas com a norma IEC 61850

Sistemas de Automação de Subestações baseados na norma IEC 61850 não podem ser testados através de simuladores tradicionais ligados eletricamente. Assim, é necessário recorrer-se ao RTDS com interface para IEC 61850.

O RTDS através da carta de comunicação, GTNET, é possível fornecer diretamente os SV das tensões e correntes requeridas pelo relé durante os testes, eliminando a necessidade de amplificadores de corrente e tensão, normalmente utilizados nos testes de simulação. Traduzindo-se na redução do custo do ensaio, bem como reduz no tamanho do sistema de simulação. Reduz a cabelagem elétrica utilizada entre os dispositivos de proteção e o simulador, face aos ensaios tradicionais. As ligações são muito simplificadas através de uma ligação *Ethernet*, em vez de fios individuais [28].

Ao nível do barramento de subestação, tal como sugere a parte 8 da norma IEC 61850, o RTDS recorre a mensagens GOOSE, através de comunicação ponto-a-ponto entre os dispositivos em teste e o simulador. Novamente, apenas é necessário uma ligação de comunicação substituindo a cabelagem tradicional de sinais binários dos esquemas de teste [2].

3.10 Considerações finais

A norma IEC 61850 representa uma mudança nos Sistemas de Automação de Subestações, implica alterações no desenvolvimento, na especificação, no acompanhamento do fabrico, nos testes, na operação e na manutenção. Para retirar o máximo benefício da norma IEC 61850 e atingir a interoperabilidade entre IED's é necessário adaptar os testes efetuados pelo departamento de manutenção de SE's e introduzir novas metodologias, bem como treinar e especializar as equipas técnicas.

Testes de garantia de qualidade, de conformidade e de performance estão especificados na norma IEC 61850, no entanto não há qualquer especificação ao nível de metodologias para testes de interoperabilidade. Atualmente, os fabricantes de IED's apenas têm de fazer os seus equipamentos passarem nos testes de conformidade. No entanto, um equipamento em conformidade com a norma não é significado de que esteja apto a comunicar com outro na mesma situação. Por esta razão, os testes de interoperabilidade são essenciais e é neles que a indústria de SAS se deve centrar.

Atualmente, no mercado existem ferramentas de teste à norma IEC 61850, como as referidas, das marcas OMICRON e RTDS *technologies*. Representam uma grande ajuda na realização de ensaios, no sentido da obtenção da interoperabilidade. Uma possível solução passaria pela especificação na norma IEC 61850 de testes de interoperabilidade, forçando os fabricantes a aprovar os seus equipamentos nos respetivos ensaios. Ou ainda, o Operador da Rede de Distribuição exigir aos fabricantes, aquando da compra de equipamentos ou soluções completas de SPCC's, a aprovação dos mesmos em testes de interoperabilidade.

Capítulo 4

Normalização dos Nós Lógicos para desenvolvimento de IED's segundo a norma IEC 61850

Neste Capítulo é apresentada uma análise comparativa aos Nós Lógicos utilizados por diferentes fabricantes de IED's em diferentes projetos de Subestações do Operador da Rede de Distribuição. São ainda apresentados os Nós Lógicos especificados na norma IEC 61850. Com base nestes pontos, é apresentada uma possível solução para normalização dos LN's usados nos IED's, segundo a norma IEC 61850.

4.1 Comparação dos Nós Lógicos utilizados atualmente pelos fabricantes Efacec, Siemens, ABB e GE nos IED's utilizados nas Subestações da EDP Distribuição SA

Atualmente, nas Subestações da responsabilidade do Departamento de Manutenção de Subestações da EDP Distribuição SA encontram-se, maioritariamente, equipamentos de quatro fabricantes de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo (SPCC): Efacec, Siemens, ABB e GE. Como é referido no Capítulo 2, na mesma Subestação não há interoperabilidade entre IED's de diferentes fabricantes, através do protocolo de comunicações da norma IEC 61850.

O Operador da Rede de Distribuição, a EDP Distribuição SA, utiliza na comunicação de sinalizações, para Centro de Condução, endereços lógicos associados a descritivos SCADA. Esses descritivos são definidos localmente na Subestação e no Despacho. Quando o protocolo de comunicação numa Subestação é o IEC 61850, os descritivos SCADA (da literatura anglo-saxónica: *Supervisory Control and Data Acquisition*) passam a estar associados a Nós Lógicos (LN's, secção 2.5.1), definidos na norma, para efeitos de comunicação Vertical e Horizontal. Os descritivos SCADA estão normalizados pela EDP e são comuns em todas as Subestações da sua responsabilidade, apresentados nas Tabelas 4.4, 4.5, 4.6, 4.7, 4.8 e 4.9, na secção 4.3. A título exemplificativo,

apresentam-se, na Tabela 4.1, os descritivos para a função de Disjuntor da Base de Dados da Subestação de Morgade (Efacec), em que o 'Digital ID' corresponde ao descritivo SCADA (descritivo interno da EDP) e o 'Data Attribute' corresponde ao descritivo da norma IEC 61850.

Tabela 4.1: Exemplo de Descritivos na Base de Dados de uma Subestação

Digital ID (tag SCADA)	Data Attribute	Descriptive
dtsglnnxx-DJEST	XCBR1\$ST\$Pos\$stVal	DISJUNTOR

Com o objetivo de verificar as diferenças no desenvolvimento de IED's baseados na norma IEC 61850, ao nível dos Nós Lógicos utilizados na definição de cada função, realizou-se um levantamento de informação em Subestações de cada um dos quatro fabricantes, apresentado no Anexo A. A informação recolhida corresponde a sinais e descritivos presentes num Painel Tipo de Média Tensão, como sinalizações, comandos e medidas. Estes são utilizados para comunicação em Protocolo *Down*, dentro da Subestação. As Subestações em análise foram:

- Mindelo, Sistema de Proteção, Comando e Controlo da Siemens;
- Morgade, SPCC da Efacec;
- Nogueira da Regedoura, SPCC da ABB;
- Muro, SPCC da GE.

Nas Subestações em análise, para painéis de Média Tensão, os modelos de IED's são os seguintes:

- Siemens, 7SJ64 [30];
- Efacec, TPU S420 [31];
- ABB, Ref630 [32];
- GE, F650 [33].

Verifica-se, nos quatro fabricantes a utilização excessiva de LN's genéricos na implementação das funções de proteção, comando e controlo. Esta característica dificulta os processos de manutenção e configuração dos IED's, pela dificuldade na identificação e interpretação das funções por parte dos técnicos do Operador da Rede de Distribuição, eliminando a capacidade de configurações automáticas.

Constata-se também a não conformidade na utilização dos LN's por parte dos diferentes fabricantes, isto é, para uma mesma função, em muitos casos, fabricantes diferentes recorrem a diferentes implementações. Os problemas identificados apresentam-se de seguida:

- Para uma mesma função, identificada por um descritivo SCADA, diferentes fabricantes utilizam diferentes LN's da norma IEC 61850, como se pode verificar na Tabela 4.2;

- Em determinadas funções verifica-se a utilização de LN's da norma IEC 61850 por parte de um fabricante, enquanto outro utiliza um protocolo próprio;
- Para funções idênticas com uma variante, como o caso de uma sinalização de valor de corrente temporizado ou instantâneo, verifica-se em alguns casos a utilização de um mesmo LN, alterando apenas o '*data object*', quando a norma define diferentes LN's para cada variante, como exemplificado na Tabela 4.3.

Tabela 4.2: Descritivos utilizados para a função de Disjuntor

Função	DISJUNTOR
Siemens	MT12_L01CTRL\$DISJCSWI1\$ST\$Pos
EFACEC	XCBR1 \$ST\$Pos\$stVal
ABB	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.GNRLCSWI1.Pos.stVal
GE	P214F650/ XCBR1 \$ST\$Ind1\$stVal
EDP - Scada	dtsiglnnxx-DJEST

Tabela 4.3: Descritivos utilizados para as funções de Máximo de Intensidade, para característica instantânea e de tempo

Função	Max I>INST	Max I>TEMP
EFACEC	PFDPTOC2\$ST\$ Str \$general	PFDPTOC2\$ST\$ Op \$general
Sugestão IEC 61850	PIOC	PTOC

Ainda da comparação efetuada, verifica-se a má utilização de LN's, isto é, o que é apresentado na norma IEC 61850 na definição de determinado LN, não vai de encontro à função utilizada. Estes problemas encontrados dificultam a obtenção da interoperabilidade entre IED's de fabricantes diferentes. Assim surge a necessidade, por parte da EDP Distribuição SA em normalizar os descritivos de LN's a utilizar em para cada função de um IED. Assim, será apresentada uma possível solução na secção 4.3, tendo em conta os LN's especificados na parte 5 da norma IEC 61850 [8] e apresentados na secção 4.2.

4.2 Nós Lógicos segundo a Norma IEC 61850

A parte 5 da norma IEC 61850 [8] apresenta uma Lista de Nós Lógicos com a respetiva descrição e acrónimo de cada LN a utilizar na definição das funções a implementar nos IED's. Cada função pode ser composta por vários LN's, o LN da funcionalidade principal e outros, como o LN para interface Homem-Máquina e outras funcionalidades complementares. Os LN's estão divididos em diferentes categorias: funções de proteção, controlo, dispositivo físico, sistema e segurança do dispositivo, relacionados com os equipamentos primários e relacionados com serviços de sistema.

4.2.1 Nós Lógicos para Funções de Proteção

As funções de proteção podem ser definidas pelos seguintes LN's:

- PTEF, Proteção de defeitos à terra transitórios;
- PZSU, Proteção de velocidade zero e baixa velocidade, isto é, se um dispositivo funciona quando a velocidade de uma máquina baixa do valor definido;
- PDIS, Proteção de Distância. O relé atua quando o valor de admitância, impedância ou reactância sai da gama de valores definida;
- PVPH, Proteção de rácio de tensão/frequência. Quando um relé funciona em situações de em que o rácio de tensão frequência excede um valor pré-definido. Pode conter característica instantânea ou de tempo;
- PTUV, Proteção de mínimo de tensão. O rele atua quando o valor de tensão baixa de um valor pré-definido;
- PDPR, Proteção direcional de potência. O relé opera num determinado valor de fluxo de potência ou num fluxo inverso resultante da perda de um motor de um gerador;
- PWDE, Proteção de defeito à terra direcional. O relé atua para um determinado valor de potência numa única direção;
- PUCP, Proteção de mínimo de corrente ou potência. O relé atua quando o valor de corrente ou potência diminui de um determinado valor;
- PUEX, Proteção de perda de campo. O relé deve atuar quando há diminuição do campo de excitação;
- PPBR, Proteção de inversão de correntes de fase. O relé funciona quando se verifica desequilíbrio nas correntes ou inversão na sequência de fases;
- PPBV, Proteção de sequência de fases de tensão;
- PMSU, Proteção de arranque do motor. Esta função supervisiona o arranque do motor e previne sobrecargas;
- PTTR, Proteção térmica de sobrecarga. O relé térmico da máquina ou transformador funciona quando a temperatura excede um valor definido;
- PROL, Proteção térmica de sobrecarga no rotor;
- PSOL, Proteção térmica de sobrecarga no estator;
- PIOC, Proteção de sobreintensidade de característica instantânea. O relé funciona, instantaneamente, quando o valor de corrente excede um determinado valor;

- PTOC, Proteção de sobreintensidade de característica temporizada. O relé funciona, com um a temporização, quando o valor de corrente excede um determinado valor;
- PVOC, Proteção de sobreintensidade com tensão controlada;
- PPFRR, Proteção de fator de potência. O relé atua quando o valor de fator de potência aumenta ou diminui de um valor especificado;
- PTOV, Proteção de sobretensão. O relé atua quando a tensão de entrada é superior ao valor definido;
- PDOV, Proteção de sobretensão (DC);
- PVCB, Proteção de equilíbrio de tensão ou corrente. O relé opera na presença de diferenças de tensão ou correntes de dois circuitos;
- PHIZ, Pesquisa de terras. O relé atua na falha de uma máquina ou de isolamento à terra;
- PREF, Proteção do rotor contra defeitos à terra;
- PSEF, Proteção do estator contra defeitos à terra;
- PITF, Proteção entre espiras contra defeitos à terra;
- PDOC, Proteção direcional de sobreintensidade (AC). O relé atua para excessos de corrente numa determinada direção;
- PDEF, Proteção direcional contra defeitos à terra;
- PDCCO, Proteção de sobreintensidade (DC). O relé atua para valores excessivos de corrente;
- PPAM, Proteção de ângulo de fase. O relé atua num determinado valor de ângulo de fase entre duas correntes, ou entre duas tensões ou entre uma corrente e uma tensão;
- PFRQ, Proteção de frequência. O relé opera na existência de desvios de frequência;
- PDIF, Proteção diferencial. O relé atua quando há uma diferença quantitativa entre dois valores de variáveis da mesma grandeza elétrica;
- PPDF, Proteção de comparação de fases;
- PLDF, Proteção diferencial de linha;
- PNDF, Proteção de defeito à terra restrito;
- PTDF, Proteção diferencial de transformador;
- PBDF, Proteção de barramento;
- PMDF, Proteção diferencial de motor;

- PGDF, Proteção diferencial de gerador.

As funções relacionadas com proteção podem ser descritas pelos seguintes LN's:

- RDRE, Registo de perturbações (aquisição), ao nível das unidades de painel (*bay level*) e de processo (*process level*);
- RDRS, Registo de perturbações (avaliação), ao nível de subestação (*station level*);
- RREC, Religação automática;
- RBRF, Falha de disjuntor;
- RCPW, Ligação analógica entre dois relés em duas subestações adjacentes (por exemplo proteção diferencial ou de distancia)
- RFLO, Localizador de defeitos;
- RSYN, Verificação de sincronismo;
- RPSB, Bloqueio de variação de potência.

4.2.2 Nós Lógicos para Controlo

Os LN's para definição de funções de controlo presentes na norma IEC 61850 são:

- CALH, Gestão de alarmes (criação de grupos de alarmes e grupos de eventos);
- CSWI, Controlo de interruptores. Dispositivos descritos por XCBR e XSWI;
- CPOW, Controlo de disjuntor com capacidade de comutação '*point-on-wave*';
- CILO, Função de Bloqueio de interruptores (em nível de subestação e de unidades de painel);
- IHMI, Interface Homem máquina. Controlo local das unidades de painel e controlo ao nível de subestação (*station level*);
- ITCI, Interface de controlo remoto ou de telecomando;
- ITMI, Interface de monitorização remota;
- IARC, Função de arquivo. Arquivo de dados históricos de informação completa ao nível da Subestação;
- ATCC, Controlo automático das tomadas;
- AVCO, Controlo automático de tensão;
- ARCO, Controlo de reativa;

- ANCR, Controlo de Bobina de Petersen;
- AZVT, Controlo de tensão nula;
- GAPC, Controlo automático de processo. É um LN genérico, especialmente, para funções desconhecidas.

No que respeita a medidas, os LN's definidos são:

- MMXU, Medidas para fins operacionais. Para aquisição de valores originários de Transformadores de Corrente (TI's) e Transformadores de Tensão (TT's), bem como para realização de cálculos, como valores r.m.s. ou fluxos de potência;
- MMTR, Medidas para fins comerciais. Medidas essencialmente utilizadas para faturação a clientes;
- MSQI, Sequencias e desequilíbrios. Utilizado para fins de verificação de estabilidade;
- MHAI, Harmónicos. Para fins de qualidade de energia.

4.2.3 Nós Lógicos para Dispositivos Físicos

O LN para identificação e descrição do comportamento de Dispositivos Físicos (PD) é o LLN0, Nó Logico de dispositivo. Este LN contém informação relativa ao IED do PD. É também utilizado para ações comuns a todos os LN's.

4.2.4 Nós Lógicos para Sistema e Segurança do Dispositivo

A segurança é definida por um único LN, o GSAL, Aplicação Geral de Segurança. Este contém registos de violações de segurança.

4.2.5 Nós Lógicos relacionados com os equipamentos primários

Os LN's relacionados com interruptores representam os dispositivos com capacidade de interruptores e equipamentos relacionados com as suas entradas, saídas e comunicação no SAS. Os LN's para definição de interruptores e elementos da Subestação são:

- XCBR, Disjuntor. Este LN cobre todos os equipamentos com capacidade de interromper curto-circuitos;
- XSWI, Interruptor. Este LN cobre todos os equipamentos interruptores sem capacidade de cortar curto-circuitos, como seccionadores e seccionadores terra.

Para funções de monitorização por sensores existem os seguintes LN's:

- SIMS, Supervisão de Isolamento médio. É utilizado para funções como volumes de gás (GIS), pressão e temperatura;

- SARC, Monitorização e diagnóstico de arcos;
- SPDC, Monitorização e diagnóstico de descargas parciais.

Os transformadores utilizados na aquisição de medidas, Transformados de Corrente e Transformador de Tensão são definidos pelos LN's, respetivamente, TCTR e TVTR.

Ao nível dos transformadores de potência estão designados os seguintes LN's:

- YPTR, Transformador de Potencia;
- YLTC, Alteração das Tomadas dos Transformadores;
- YEFN, Bobina de Petersen ou neutralizador de defeitos à terra;
- YPSH, '*Power Shunt*' para contornar terras resistivas em caso de defeito.

Outros LN's para equipamentos do Sistema de Potencia são:

- ZAXN, Rede Auxiliar. LN genérico para troca de informação com um rede auxiliar (fontes de alimentação);
- ZBAT, Baterias. Transmite informação sobre o estado das baterias e pode ser usado para controlo de ciclos de carga e descarga;
- ZBSH, Isolador. Supervisão de isoladores;
- ZCAB, Cabos elétricos. Supervisão de elemento do sistema de alimentação;
- ZCAP, Banco de Condensadores. Controlo do fluxo de Potencia Reativa;
- ZCON, Conversor AC/DC;
- ZGEN, Gerador. LN genérico para troca de informação com geradores;
- ZGIL, Isolamento a Gás (GIL da nomenclatura anglo saxónica: *Gas isolated Line*). Mistura de informação dos LN's SIMS, SARC e SPDC;
- ZLIN, Supervisão de Linha Aérea;
- ZMOT, Motor. LN genérico para troca de informação com motores;
- ZREA, Reator. Para controlo de Fluxo de Potencia Reativa;
- ZRRC, Componente rotativo. Também para contro de Fluxo de Potencia Reativa;
- ZSAR, Para
- Raios. LN genérico para troca de informação com para
- Raios;

- ZTCF, Controlo de tirístores (conversor de frequência). Conversão de frequência incluindo conversão AC/DC;
- ZTCR, Controlo de tirístores (componente reativa). Controlo de Fluxo de Potencia Reativa.

Existe ainda o LN GGIO que define I/Os genéricos. Para definição de saídas como saídas analógicas ou relés auxiliares que não sejam cobertos pelos LN's presentes na norma.

4.2.6 Nós Lógicos relacionados com Serviços de Sistema

Funções de sistema como a sincronização temporal e a supervisão do sistema são requisitos do SAS e são suportados na norma IEC 61850. Os LN's definidos para tal são:

- STIM, 'Tempo Mestre'. LN para garantir um tempo sincronizado ao sistema;
- SSYS, Supervisão de Sistema. Recolha e processamento de informação para supervisão do sistema;
- GTES, Gerador de teste. LN para iniciar testes, utilizando sinais processados, mas evitando qualquer impacto no processo.

4.3 Normalização de Nós Lógicos segundo a norma IEC 61850

A normalização de Nós Lógicos segundo a norma IEC 61850 resultou na criação de uma lista de LN's para cada função de um IED, neste caso para um painel de Média Tensão. Os LN's associados a cada função estarão também associados ao descritivo SCADA. Esta lista poderá assim ser parte de um conjunto de requisitos à interoperabilidade entre IED's de fabricantes diferentes. Para funções de sinalização apresenta-se a seguinte proposta, apresentada nas Tabelas 4.4, 4.5, 4.6 e 4.7. De realçar, que os GGIO's apenas foram utilizados para funções que não aparecem especificadas na norma.

Tabela 4.4: Descritivos SCADA e solução para LN's de cada Sinalização, relacionada com funções de disjuntor

Função	EDP - SCADA	Solução IEC 61850
BLOCO DISJUNTOR	dtsiglxxx-DJBLC	GGIO
CIRCUITO COMANDO DISJ	dtsiglxxx-DJFCD	GGIO
DESL FREQUENCIA DISJ	dtsiglxxx-DFDDJ	PFRQ
DESL TENSAO DISJ	dtsiglxxx-DTDDJ	PTUV
DISJ CC FORCA MOTRIZ	dtsiglxxx-QCFMT	GGIO
DISJ EM REE	dtsiglxxx-DJREE	GGIO
DISJ ENERGIA CORTADA	dtsiglxxx-DJAEG	GGIO
DISJ PERM DESLIGAR	dtsiglxxx-DJPDB	CILO
DISJ PERM LIGAR	dtsiglxxx-DJPLB	CILO
DISJUNTOR	dtsiglxxx-DJEST	XCBR
MOLAS DISJUNTOR	dtsiglxxx-DJMOL	GGIO
ESTADO,PAINEL	dtsiglxxx-XXPNE	GGIO
DISJ FALHA PROT	dtsiglxxx-DJFPR	RBRF
MODO FUNCION PAINEL	dtsiglxxx-XXCLD	GGIO
DESL+REP FREQ ESCALAO	dtsiglxxx-DFESC	GAPC
DESL+REP,FREQ: PROG	dtsiglxxx-DFPRG	GAPC
DESL+REP TENSAO PROG	dtsigl55xx-DTPRG	GAPC

Tabela 4.5: Descritivos SCADA e solução para LN's de cada Sinalização, relacionada com funções de máximo de intensidade

Função	EDP - SCADA	Solução IEC 61850
MAX Io>D INST	dtsiglxxx-PRD1I	PIOC
MAX Io>D TEMP	dtsiglxxx-PRD1T	PTOC
MAX Io> INST UP1	dtsiglxxx-PRH1I	PIOC
MAX Io> TEMP UP1	dtsiglxxx-PRH1T	PTOC
MAX Io> INST UP2 - DIST	dtsiglxxx-PRH2I	PIOC
MAX Io> TEMP UP2 - DIST	dtsiglxxx-PRH2T	PTOC
MAX I> INST	dtsiglxxx-PRI1I	PIOC
MAX I> TEMP	dtsiglxxx-PRI1T	PTOC
MAX I> > INST	dtsiglxxx-PRI2I	PIOC
MAX I> > TEMP	dtsiglxxx-PRI2T	PTOC
MAX I> > > INST	dtsiglxxx-PRI3I	PIOC
MAX I> > > TEMP	dtsiglxxx-PRI3T	PTOC

Tabela 4.6: Descritivos SCADA e solução para LN's de cada Sinalização, relacionada com funções de religação

Função	EDP - SCADA	Solução IEC 61850
FUNCAO RELIGACAO	dtsiglxxx-RLES-	RREC
FUNCAO RELIGACAO interrompida	dtsiglxxx-RLES-	RREC
RELIGACAO CICLO	dtsiglxxx-RLCIC	RREC
RELIGACAO CICLO 1	dtsiglxxx-RLCC1	RREC
RELIGACAO CICLO 2	dtsiglxxx-RLCC2	RREC
RELIGACAO CICLO 3	dtsiglxxx-RLCC3	RREC
RELIGACAO DIJ	dtsiglxxx-RLDDJ	RREC
RELIGACAO DISPARO	dtsiglxxx-RLDDF	RREC
RELIGACAO L1	dtsiglxxx-RLL1A	RREC
RELIGACAO L1+L2	dtsiglxxx-RL12A	RREC
RELIGACAO RR	dtsiglxxx-RLRRA	RREC
RELIGACAO RR+L1	dtsiglxxx-RLLRA	RREC
RELIGACAO RR+L1+L2	dtsiglxxx-RLRLL	RREC

Tabela 4.7: Descritivos SCADA e solução para LN's de cada Sinalização, relacionada com outras funções

Função	EDP - SCADA	Solução IEC 61850
PROT DEFEITO FASE-FASE	dtsiglxxx-PRDF-	GGIO
PROT DEFEITO FASE-TERR	dtsiglxxx-PRDT-	GGIO
PROT TERRAS RESIST INST	dtsiglxxx-PRETA	GGIO
PROT TERRAS RESIST TEMP	dtsiglxxx-PRETD	GGIO
REE DISCORDANTE	dtsiglxxx-XXSRE	GGIO
REGIME EXPLORACAO	dtsiglxxx-XXREE	GGIO
REGIME EXPLORACAO A	dtsiglxxx-XXREA	GGIO
REGIME EXPLORACAO B	dtsiglxxx-XXREB	GGIO
REGIME EXPLORACAO N	dtsiglxxx-XXREN	GGIO
REGIME NEUTRO ISOLADO	dtsiglxxx-PRXNI	GGIO
SECCIONADOR TERRA	dtsiglxxx-T0EST	XSWI
SINCRONIZACAO UP1	dtsiglxxx-U1SIN	GGIO
SUPERVISAO CIRCUIT DESL	dtsiglxxx-DJSVD	GGIO
SUPERVISAO CIRCUIT LIGAR	dtsiglxxx-DJSVL	GGIO
ARCO,INTERNO BARR	dtsiglxxx-PRNA-	SARC
ARCO,INTERNO CABOS	dtsiglxxx-PRNCB	SARC
ARCO,INTERNO DISJ	dtsiglxxx-PRNDJ	SARC
COMUNICACAO UP1-BDD	dtsiglxxx-U1FCH	GGIO
CONDUTOR DA LINHA PARTIDO	dtsiglxxx-PRXCP	GGIO
PRESSAO SF6 N1	dtsiglxxx-DJAS6	SIMS
PRESSAO SF6 N2	dtsiglxxx-DJES6	SIMS

Para as funções de Medida sugere-se a seguinte utilização de LN's, na Tabela 4.8.

Tabela 4.8: Descritivos SCADA e solução para LN's de cada função de Medida

Função	EDP - SCADA	Solução IEC 61850
CORRENTE	dtsiglnnxx-0II-	MMXU
CORRENTE FASE L2	dtsiglnnxx-0IIS-	MMXU
CORRENTE FASE L3	dtsiglnnxx-0IIT-	MMXU
CORRENTE HOMOP	dtsiglnnxx-0IIH-	MMXU
TENSAO FASE 23	dtsiglnBRx-0TU-	MMXU
TENSAO FASE 31	dtsiglnBRx-0TUST	MMXU
TENSAO HOMOPOLAR	dtsiglnBRx-0TUTR	MMXU
POTENCIA ACTIVA	dtsiglnnxx-0IP-	MMXU
POTENCIA REACTIVA	dtsiglnnxx-0IQ-	MMXU
FACTOR POTENCIA	dtsiglnTPx-0IFPT	MMXU
SOMATORIO I ²	dtsiglnnxx-DJSI2	MMXU
RESIST DEFEITO (Ohms)	dtsiglnnxx-PRZRS	RFLO
REACT DEFEITO (Ohms)	dtsiglnnxx-PRZRA	RFLO
DISJ N° MANOBRAS	dtsiglnnxx-DJCTM	XCBR

Para funções de Comando, os LN's propostos, segundo o especificado na norma IEC 61850, são apresentados na Tabela 4.9.

Tabela 4.9: Descritivos SCADA e solução para LN's de cada função de Comando

Função	EDP - SCADA	Solução IEC 61850
DISJ,ESTADO CMD	dtsiglnnxx-DJENC	XCBR
DISJ CMD	dtsiglnnxx-DJEST	CSWI
DESL+REP FREQ 1 ESC CMD	dtsiglnnxx-DFP22	PFRQ
DESL+REP FREQ 2 ESC CMD	dtsiglnnxx-DFP32	PFRQ
DESL+REP FREQ DESL CMD	dtsiglnnxx-DFP01	PFRQ
DESL+REP FREQ DESL+REP CMD	dtsiglnnxx-DFP02	PFRQ
DESL+REP FREQ PROG CMD	dtsiglnnxx-DFP00	PFRQ
DESL+REP TENS PROG CMD	dtsiglnnxx-DTP00	GAPC
DESL+REP TENS DESL+REP CMD	dtsiglnnxx-DTP02	GAPC
DESL+REP TENS DESL CMD	dtsiglnnxx-DTP01	GAPC
FUNCAO RELIGACAO EM SERV CMD	dtsiglnnxx-RLES-	RREC
FUNCAO RELIGACAO FORA SERV CMD	dtsiglnnxx-RLFS-	RREC
PROGRAMA RELIG	dtsiglnnxx-RLP00	RREC
PROGRAMA RELIG L1 CMD	dtsiglnnxx-RLP02	RREC
PROGRAMA RELIG L1+L2 CMD	dtsiglnnxx-RLP03	RREC
PROGRAMA RELIG RR CMD	dtsiglnnxx-RLP04	RREC
PROGRAMA RELIG RR+L1 CMD	dtsiglnnxx-RLP06	RREC
PROGRAMA RELIG RR+L1+L2 CMD	dtsiglnnxx-RLP07	RREC
EST PROT TERRA RESIST S	dtsiglnnxx-PRETB	PTEF
EST PROT TERRA RESIST FS	dtsiglnnxx-PRETD	PTEF
REGIME EXPLORACAO A CMD	dtsiglnnxx-XXREA	GGIO
REGIME EXPLORACAO B CMD	dtsiglnnxx-XXREB	GGIO
REGIME EXPLORACAO NORMAL CMD	dtsiglnnxx-XXREN	GGIO
REGIME NEUTRO	dtsiglnnxx-PRXNI	GGIO

4.4 Considerações Finais

A realização do levantamento de informação relativa à forma de implementação atual dos LN's em IED's, por parte dos diferentes fornecedores, permitiu a identificação de situações que têm resultado em entraves à interoperabilidade. Essencialmente, verifica-se uma não conformidade entre fabricantes e uma utilização excessiva de LN's genéricos (GGIO's), dificultando a interpretação das funções e desenvolvimentos futuros, por parte das equipas técnicas de manutenção.

Com o objetivo da definição de requisitos à interoperabilidade entre IED's foi apresentada uma solução para a normalização de LN's segundo a norma IEC 61850. A juntar a esta lista que normaliza os LN's segundo a norma IEC 61850, seria também interessante a normalização ou especificação dos Dispositivos Lógicos (LD), que consistem em conjuntos de LN's necessários ao cumprimento das funcionalidades para as quais estão designados. Poderia ainda ser feita uma normalização dos atributos de dados compõem cada um dos LN's. Estas medidas se adotadas, pelo Operador da Rede de Distribuição, permitiriam a aceleração no processo de obtenção da interoperabilidade entre IED's de diferentes fabricantes.

Estas normalizações fariam parte de uma lista de requisitos a entregar aos fabricantes de SPCC's, no momento da aquisição dos mesmos, funcionando como um complemento à norma

IEC 61850.

Capítulo 5

Ensaaios à norma IEC 61850 com recurso à ferramenta IEDScout

Neste Capítulo é apresentado o *software* IEDScout, bem como identificadas algumas funcionalidades úteis ao Operador da Rede de Distribuição, tais como a leitura da informação do ficheiro SCL do IED (GOOSE, Relatórios, Conjuntos de Dados e Modelo de Dados), monitorização de sinalizações em tempo real e ainda atuar sobre dados. São apresentados os ensaios realizados, divididos em Procedimento e Equipamentos e Resultados obtidos.

5.1 Nota introdutória ao IEDScout

O IEDScout é um *software* de teste à norma IEC 61850 da empresa OMICRON (ver secção 3.8). A EDP Distribuição possui esta ferramenta como módulo adicional à mala de ensaios, OMICRON CMC 256, utilizada em comissionamento. Com isto, pretende-se avaliar as possíveis vantagens da utilização do IEDScout em ensaios que permitam a verificação de aspetos relacionados com a norma IEC 61850 e, consequentemente, avaliação da interoperabilidade.

5.2 Funcionalidade do IEDScout

Numa primeira fase, de forma a avaliar o potencial da ferramenta, ligou-se o *software* a um IED e procedeu-se à verificação das funcionalidades disponíveis, as quais se apresentam em seguida e podem ser acompanhadas na Figura 5.1:

- 1. O arranque do *software* pode ser feito de duas formas, ou pela abertura de um ficheiro do tipo SCL previamente guardado ou através da funcionalidade “*Discover IED*”, que através de uma ligação *ethernet* faz o *download* do ficheiro SCL associado ao respetivo IED. O IEDScout permite ainda guardar e editar ficheiros SCL.

- 2. Após leitura da informação do ficheiro SCL do IED, são apresentados pelo software quatro grupos de informação disponíveis: GOOSE, Relatórios (*Reports*), Conjuntos de Dados (*DataSets*) e Modelo de Dados (*Data Model*).
- 3. O Modelo de Dados permite a visualização da forma de implementação do IED por parte do fabricante, segundo a norma IEC 61850, como descrito na secção 2.5. Apresenta os Dispositivos Lógicos (LD) e respetivos Nós Lógicos (LN), selecionando um LD é ainda possível verificar os atributos ou ‘*data objects*’.
- 4. O IEDScout possui um Monitor de Atividade (*Activity Monitor*) que, quando em modo *online* com o IED, permite acompanhar o estado dos objetos selecionados. Num caso prático de ensaio, sabendo qual o LN de uma determinada sinalização, pode ser feito o acompanhamento neste painel em tempo real.
- 5. Permite atuar em ‘*data objects*’, isto é, permite a alteração dos valores dos dados de LN’s. Esta funcionalidade pode ser usada para validar o correto funcionamento dos LN’s.

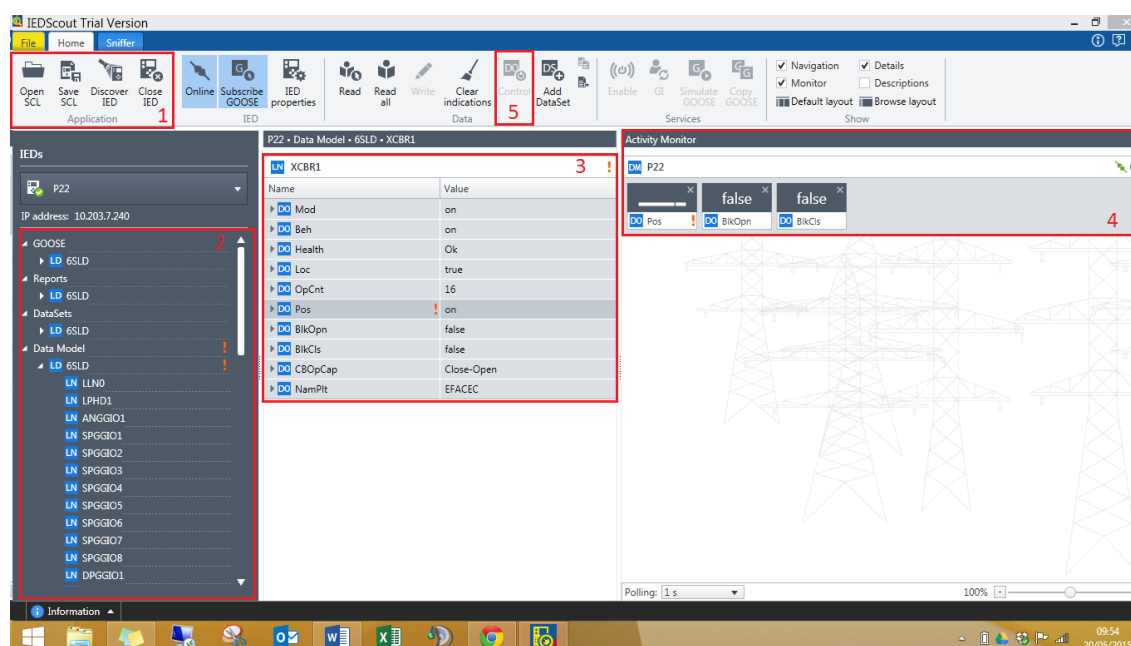


Figura 5.1: Interface gráfica da ferramenta IEDScout

Após a verificação das funcionalidades do *software*, procedeu-se à realização de ensaios a dois IED's de diferentes fabricantes.

5.3 Procedimento e equipamentos

Em laboratório, realizou-se ensaios às sinalizações que são comunicadas através da norma IEC 61850. O sistema teste utilizado foi uma simples ligação *ethernet*, por cabo de rede, entre o

IED e o computador onde corre o *software*, IEDScout. Foram ensaiadas duas unidades, relativas a painéis de Média Tensão, uma da Efacec (S420) e outra da GE (F650), já referidas na secção 4.1. Estas unidades foram configuradas com todas as parametrizações de projectos recentes de SEs da responsabilidade da EDP Distribuição. Foram também utilizados os *softwares* próprios de cada unidade para simulação das condições necessárias aos ensaios, como a alteração das sinalizações a ensaiar, dada a dificuldade de em laboratório recriar um sistema idêntico com as ligações físicas e de comunicação entre equipamentos como numa Subestação. Os *softwares* são WinProt 4 (Efacec) e EnerVista 650 Setup (GE). No entanto, algumas ligações foram recriadas fisicamente através da barra de bornes de ligação, como se verifica na Figura 5.2.



Figura 5.2: Ambiente de ensaio com IED da Efacec

Na Figura 5.3, é apresentado o esquema de montagem realizado para o ensaio às sinalizações do IED da Efacec S420. O esquema de ensaio ao IED da GE F650 é equivalente, mudando apenas o IED a ensaiar e o *software* do fabricante (EnerVista 650 Setup).



Figura 5.3: Esquema de montagem do ensaio realizado ao IED da Efacec

Para cada unidade ensaiada, o procedimento de ensaio adotado foi o a seguir descrito:

- Ligação *ethernet* do computador com o software ao IED a ensaiar;
- Configuração dos endereços IP do IED e computador, de forma a estarem na mesma rede ethernet;
- Através do IEDScout fazer ‘*Discover IED*’. Estando na mesma rede basta indicar o IP da unidade a ensaiar;
- Verificação do Modelo de Dados representado pelo IEDScout;
- Validação de Sinalizações. Para este passo foi dada uma ordem de mudança de estado da variável que altera a sinalização a ensaiar, ou no painel frontal do IED ou pelo respetivo *software* do equipamento ou através do IEDScout ou, ainda, através da atuação na régua de bornes. Sendo a última, a possibilidade mais próxima da realidade;
- Confirmação da receção da ocorrência através do IEDScout. Este passo repete-se para todas as sinalizações a ensaiar.

O ambiente de ensaio ao IED da GE é apresentado na Figura 5.4.



Figura 5.4: Ambiente de ensaio com IED da GE

5.4 Resultados obtidos nos ensaios às sinalizações dos IED's da Efacec e GE

Os resultados aos ensaios são apresentados segundo tabelas, contendo a seguinte informação: Sinalização ensaiada, descritivo da sinalização segundo IEC 61850 (utilizado pelo fabricante) e o estado de Validação da sinalização (Sim ou Não). A título exemplificativo apresenta-se na Tabela 5.1 o resultado ao ensaio às sinalizações relacionadas com funções de disjuntor do IED da Efacec. Os restantes resultados obtidos dos ensaios realizados às sinalizações das duas unidades apresentam-se no Anexo B. Importante referir que as condições de ensaio podem ter sido limitadoras aos ensaios, dado que algumas sinalizações foram atuadas por meio de simulações. No caso real os ensaios seriam realizados na própria instalação (Subestação), onde existem todas as eletrificações, não necessitando a utilização de ferramentas para simulação das entradas do IED.

Tabela 5.1: Resultado do teste às sinalizações relacionadas com funções do disjuntor, ao IED da Efacec

Sinalização	Efacec	Validado (Sim ou,Não)
BLOCO DISJUNTOR	DPGGIO1\$ST\$DPCSO1\$stVal	S
CIRCUITO COMANDO DISJ	SPGGIO1\$ST\$SPCSO5\$stVal	S
DESL FREQUENCIA DISJ	SPGGIO1\$ST\$SPCSO1\$stVal	N
DESL TENSAO DISJ	SPGGIO1\$ST\$SPCSO9\$stVal	N
DISJ CC FORCA MOTRIZ	SPGGIO2\$ST\$SPCSO10\$stVal	S
DISJ EM REE	SPGGIO3\$ST\$SPCSO9\$stVal	S
DISJ ENERGIA CORTADA	SPGGIO2\$ST\$SPCSO11\$stVal	N
DISJ PERM DESLIGAR	XCBR1\$ST\$BlkOpn\$stVal	S
DISJ PERM LIGAR	XCBR1\$ST\$BlkCls\$stVal	S
DISJUNTOR	XCBR1\$ST\$Pos\$stVal	S
MOLAS DISJUNTOR	SCBR1\$ST\$SprLoos\$stVal	N
ESTADO PAINEL	ROPM1\$ST\$TstModOut\$stVal	N
DISJ FALHA PROT	RBRF1\$ST\$OpEx\$general	N
MODO FUNCION PAINEL	ROPM1\$ST\$LRModOut\$stVal	N
DESL+REP FREQ ESCALAO	SPGGIO1\$ST\$SPCSO3\$stVal	S
DESL+REP FREQ: PROG	Não se verifica	-
DESL+REP TENSAO PROG	Não se verifica	-

Os ensaios foram realizados a 63 sinalizações, as quais foram classificadas em aprovadas, não aprovadas e não implementadas em IEC 61850. Os resultados são também apresentados de forma estatística na Figura 5.5.

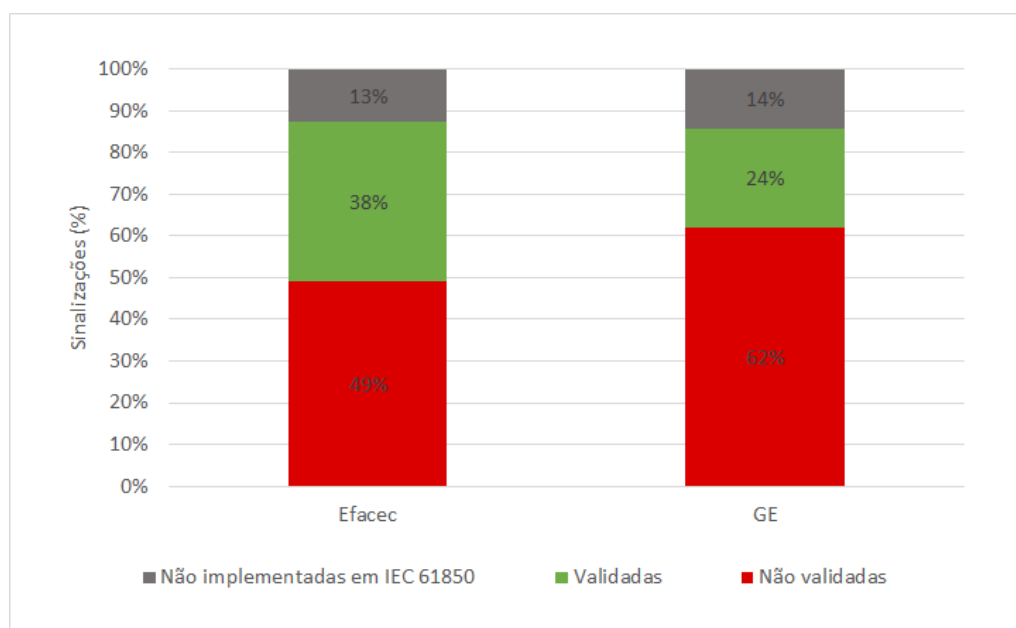


Figura 5.5: Sinalizações (em %) aprovadas, não aprovadas e não implementadas em IEC 61850, nos IED's da Efaced e GE

Constatou-se a não validação de muitas sinalizações por parte do IEDScout, o que traduz uma implementação da norma IEC 61850 ainda com algumas carências, por parte dos fabricantes de IED's. Considerando apenas as sinalizações implementadas segundo a norma IEC 61850, no IED da Efaced foram aprovadas 44% e apenas 28% no da GE. Isto sugere que seja feito um maior esforço por parte dos fabricantes em tornar as suas implementações ao nível da norma IEC 61850 mais específicas e menos generalizadas, por forma a facilitar o processo de interoperabilidade entre IED's de diferentes fabricantes.

5.5 Considerações finais

Os ensaios realizados permitiram verificar a dificuldade dos equipamentos comunicarem por IEC 61850, o que tem sido crucial na dificuldade de obtenção de interoperabilidade entre IED's de diferentes fabricantes.

Seria motivo de interesse que no procedimento de ensaios o passo de Validação de Sinalizações fosse automatizado, realizando o ensaio a todas as sinalizações sem necessidade de intervenção manual em cada sinalização. Com a versão atual do IEDScout esta automatização não é possível. No futuro, conseguindo contornar este aspeto, o IEDScout poderá tornar-se numa ferramenta de ensaios útil, ao Operador da Rede de Distribuição, na realização de testes de interoperabilidade.

No caso de a normalização proposta no Capítulo 4 ser adotada, seria interessante repetir estes ensaios em IED's já com nova implementação ao nível da norma IEC 61850, por forma a verificar se ocorre uma melhoria nas comunicações de sinalizações.

Capítulo 6

Aplicação da norma IEC 61850 em Sistemas de Alimentação nas Subestações da Rede de Distribuição

Neste Capítulo é apresentada a possibilidade da aplicação da norma IEC 61850 em Sistemas de Alimentação. O Capítulo divide-se numa introdução aos Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua na EDP Distribuição SA, seguida de apresentação da necessidade da integração da norma IEC 61850 e, por fim, a apresentação de uma proposta para normalização das sinalizações e medidas utilizadas atualmente.

6.1 Introdução aos Sistemas de Alimentação de Corrente Contínua

O funcionamento do Sistema de Proteção, Comando e Controlo de uma Subestação é assegurado por um Sistema de Alimentação de Corrente Contínua (SACC) que fornece os níveis de tensão (110 Vcc e 48 Vcc) necessários à operação do sistema. O SACC tem também a função de, em caso de falha na rede elétrica ou avaria de equipamentos, garantir o pleno funcionamento do SPCC [34].

A EDP Distribuição SA utiliza nos seus SACC's equipamentos de dois fornecedores, Efavec e Fisocrom.

Os SACC's devem ser instalados em armários próprios e devem possuir as seguintes características ambientais, climáticas, mecânicas, de compatibilidade eletromagnética e de alimentação [35]:

Condições ambientais climáticas

- Temperatura ambiente: 0 °C a +55 °C;
- Humidade relativa do ar: até 100%;
- Altitude: inferior a 1000 m.

Condições de isolamento, de compatibilidade eletromagnética e de segurança Os módulos de potência do sistema de alimentação de corrente contínua devem obedecer às condições de isolamento e compatibilidade eletromagnética definidas na norma EN 61204. Devem também cumprir as normas aplicáveis sobre segurança, nomeadamente, as referidas na norma EN 61204 [35].

Condições de alimentação

- Tensão nominal de entrada: 400/230 Vca (3F+N+T);
- Frequência nominal de entrada: 50 Hz;
- Limites de variação da tensão nominal de entrada: - 15% a + 10%;
- Limites de variação da frequência nominal de entrada: $\pm 4\%$.

Os SACC's destinam-se a alimentar, de forma permanente, todos os circuitos de corrente contínua existentes na Subestação e ainda assegurar a carga das baterias [35]. Esses são constituídos pelo armário alimentador e pelo armário de baterias. O alimentador deve conter os seguintes módulos [35]:

- 3 módulos retificadores, 230 Vca/110 Vcc, 20 A, iguais entre si, enfiçáveis do tipo switching, de preferência digitais. Em alternativa poderão ser utilizados 6 módulos retificadores, 230 Vca/110 Vcc, 10 A;
- 3 módulos conversores 110 Vcc/48 Vcc, 15 A, iguais entre si, enfiçáveis;
- 1 módulo de supervisão e controlo, enfiçável com ligação remota ao centro de telegestão da EDP Distribuição;
- 1 módulo de díodos redutores, enfiçável, dimensionado para a potência máxima da carga. Este módulo deverá ser equipado com contacto auxiliar, para que a tentativa de remoção do mesmo não provoque qualquer interrupção do circuito de saída (inibição de operação do contactor);
- 1 painel de 230 Vca, composto por todos os disjuntores ca e descarregadores de sobretensão;
- 1 painel de 110 Vcc, composto por todos os disjuntores de 110 Vcc;
- 1 painel de 48 Vcc, composto por todos os disjuntores de 48 Vcc.

Segundo [35], é apresentado na Figura 6.1 o esquema genérico da constituição do SACC.

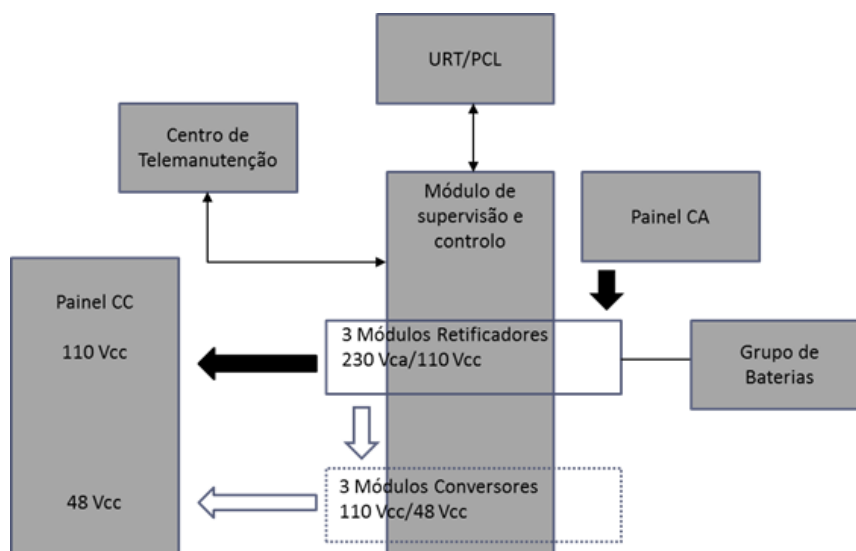


Figura 6.1: Diagrama genérico da constituição do SACC [35]

Os módulos retificadores são ligados em paralelo entre si e às baterias, garantindo que a tensão nominal de saída seja constante e enquadrada nos limites admissíveis de tensão e frequência da rede e do consumo das cargas, independentemente das suas variações. Estes fornecem a potência necessária à carga de utilização e à recarga das baterias. A tensão de saída, aplicada à bateria em regime flutuante, é continuamente regulada em função da temperatura. O regime flutuante corresponde ao fornecimento de corrente para a carga, pelo alimentador, não havendo débito de corrente por parte das baterias. A corrente consumida pelas baterias neste regime é destinada a compensar as perdas por Auto descarga dos elementos e manter a carga completa das mesmas [35].

Em situação de falha da rede, a tensão (em corrente alternada) de entrada será aproximadamente zero assim como a tensão na saída do retificador. Neste cenário a tensão da bateria passa a ser superior à tensão na saída do retificador, assumindo a carga e permitindo manter a tensão para [34]:

- Comando de disjuntores e seccionadores;
- Alimentação de sistemas de sinalização;
- Alimentação auxiliar de relés e Sistemas de Proteção;
- Alimentação de painéis sinópticos;
- Iluminação de emergência;
- Sistemas de Telecomunicações,
- Alimentação de sistemas de telecontagem.

A bateria de acumuladores deve permitir a alimentação das cargas essenciais durante o período de tempo suficiente para efetuar todas as manobras necessárias. Este intervalo de tempo em que a bateria mantém a tensão mínima por elemento (normalmente 90% da tensão nominal), necessária ao bom funcionamento do sistema, é conhecido como autonomia do grupo de baterias [34].

O SACC tem um dispositivo de proteção que evita a descarga total das baterias [35].

6.2 As vantagens da aplicação da norma IEC 61850 nos Sistemas de Alimentação

Os SACC's, a par dos SPCC's, recorrem a sinalizações e medidas para comunicação com o Centro de Condução, esta troca de informação é feita por intermédio da Unidade Central (UC) da Subestação. Atualmente, na EDP Distribuição SA, utilizam-se apenas quatro sinalizações e quatro medidas, pelo facto de serem sinais ligados a fio, entre o alimentador e a UC, por forma a colmatar a incapacidade de comunicação entre equipamentos de diferentes fabricantes. Também se encontra em implementação um sistema de supervisão técnica (um servidor central que comunica diretamente com os alimentadores), daí não existir a necessidade de mais sinalizações/medidas.

Como especificado em [35], as sinalizações devem ser as seguintes:

- Alimentador – Módulo de Controlo;
- Alimentador 110 Vcc;
- Disj CC Bateria;
- Isolamento 110 Vcc.

As medidas especificadas são:

- Tensão 110 Vcc;
- Tensão 48 Vcc;
- Corrente 110 Vcc;
- Corrente de bateria.

Com isto, surgem vantagens na integração da norma IEC 61850 nos Sistemas de Alimentação, como protocolo de comunicação. Esta possível integração permitiria ao Operador da Rede de Distribuição aumentar a lista de sinalizações e medidas, passando estas a serem comunicadas pela Rede Local de Comunicação da Subestação, não havendo qualquer tipo de limitação devido à elevada velocidade e capacidade da rede. Seria também essencial a normalização dos sinais, segundo a norma IEC 61850, de forma a permitir a interoperabilidade entre os equipamentos do SACC e do SPCC, nomeadamente a UC. Acontece em muitas Subestações, a situação de o SACC não ser do mesmo fabricante do SPCC. A solução passaria pela utilização de um IED, associado ao armário do Sistema de Alimentação, que fizesse o tratamento da informação e comunicasse

com os restantes equipamentos da Subestação. Em caso de interoperabilidade plena, não seria necessário IED para conversão.

Outra vantagem seria a utilização de sinalizações a fio e por protocolo de comunicação IEC 61850 em simultâneo, tornando o sistema redundante, prevenindo situações de ocorrência de falha nas comunicações.

6.3 Normalização das Sinalizações e Medidas, segundo a norma IEC 61850

À semelhança da normalização apresentada na secção 4.3, a normalização das sinalizações e medidas do SACC, corresponde à associação de um Nó Lógico, da norma IEC 61850, ao respetivo descritivo SCADA, que é utilizado para efeitos de comunicação na Subestação e para Centro de Condução, de forma a permitir a supervisão e controlo do sistema por parte dos Operadores da Rede de Distribuição, responsáveis pela manutenção das Subestações.

É apresentada, nas Tabelas 6.1 e 6.2 uma possível solução para normalização das sinalizações e medidas, existentes atualmente, segundo os LN's da norma IEC 61850, apresentados na secção 4.2. No futuro, no caso de as sinalizações e medidas serem expandidas, será sempre necessário fazer uma normalização idêntica.

Tabela 6.1: Descritivos SCADA e da norma IEC 61850 para Sinalizações

Sinalização	Descritivo SCADA	IEC 61850
ALIMENTADOR 110Vcc	dtsigl-ALM-10ALR	GGIO
DISJ CC BATERIA	dtsigl-ALM-Q5DBE	XCBR
ESTADO MODULO CONTROLO	dtsigl-ALM-ULPSM	GGIO
ISOLAMENTO 110Vcc	dtsigl-ALM-10DIS	ZBSH

Tabela 6.2: Descritivos SCADA e da norma IEC 61850 para Medidas

Medida	Descritivo SCADA	IEC 61850
CORRENTE 110Vcc	dtsigl-ALM-10IBT	MMXU
CORRENTE BAT	dtsigl-ALM-BTI-	MMXU
TENSAO 110Vcc	dtsigl-ALM-10U-	MMXU
TENSAO 48Vcc	dtsigl-ALM-48U-	MMXU

6.4 Considerações finais

A importância que o SACC representa para o funcionamento do SPCC exige atenção por parte do Operador da Rede de Distribuição. Nesse sentido, aproveitando a rede de comunicação presente numa Subestação, propõe-se a utilização da mesma para efeito de envio de sinais relativos ao SACC, aproveitando a elevada velocidade e capacidade de transmissão de informação da rede, face à troca de sinais a fio, como é feita atualmente.

De forma a garantir que esta solução seja utilizável em qualquer Subestação, independentemente dos fornecedores do SPCC e do SACC, sugere-se a normalização das sinalizações e medidas, segundo a norma IEC 61850. Esta solução, se adotada, representará um aumento da capacidade de interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes, neste caso entre os SPCC's e os SACC's.

Capítulo 7

Conclusões e Trabalhos Futuros

Neste Capítulo são apresentadas as principais conclusões relativas ao trabalho desenvolvido, bem como propostas de trabalhos para realização no futuro.

7.1 Conclusões

A realização desta dissertação permitiu verificar a dificuldade atual na obtenção da interoperabilidade entre IED's em Subestações da Rede de distribuição, pela ambiguidade presente nas especificações da norma IEC 61850. Esta ambiguidade tem levado a que diferentes fabricantes de Sistemas de Proteção, Comando e Controlo façam diferentes interpretações da norma, traduzindo-se em diferentes implementações nos seus produtos. Aspetos como as várias formas de implementação ao nível dos Nós Lógicos e respetivos atributos, as diferentes interpretações por parte de cada fabricante, os diferentes perfis de comunicação e a arquitetura da rede de comunicação correspondem atualmente a dificuldades na obtenção da interoperabilidade.

Verificou-se que a simples aplicação da norma não é eficaz, sem que haja um entendimento entre fabricantes e clientes. Uma possível solução é a definição de requisitos à interoperabilidade entre IED's, que especifique aquilo que é pretendido ao nível da norma IEC 61850. Esta lista de requisitos seria apresentada aos fabricantes por parte do Operador da Rede de Distribuição.

Verificou-se a necessidade de adaptar os testes de funcionamento atuais a realizar aos Sistemas de proteção, Comando e Controlo, bem como a introdução de novas metodologias de testes, face a realidade presente em sistemas baseados na norma IEC 61850. Atualmente a norma especifica e recomenda testes de funcionamento e conformidade, que consistem em testar os IED's individualmente. Com isto, pode acontecer que um equipamento mesmo que aprovado em testes de conformidade não esteja apto a interagir com outros equipamentos, especialmente se de fabricantes diferentes. Assim, surge a necessidade de testes de interoperabilidade, que não estão previstos na norma IEC 61850, mas que se revelam essenciais na obtenção do objetivo da norma, a interoperabilidade.

Atualmente existem no mercado ferramentas de teste à norma IEC 61850, como das marcas OMICRON e RTDS technologies, que podem representar uma ajuda importante na realização

de testes de interoperabilidade. Seria benéfico a introdução de testes de interoperabilidade na norma IEC 61850, em que estes fossem definidos e especificados ou que o Operador da Rede de Distribuição exigisse junto dos fabricantes a realização desses testes.

Verificou-se a necessidade de definir requisitos à interoperabilidade entre IED's, neste seguimento efetuou-se uma normalização de Nós Lógicos para funções dos IED's, segundo o especificado na norma IEC 61850. Esta normalização, se adotada pelo Operador da Rede de distribuição, faria parte de uma lista de requisitos a entregar aos fabricantes de SPCC's, no momento da aquisição dos mesmos.

Com a realização de ensaios às sinalizações, através do IEDScout, foi possível verificar a dificuldade dos equipamentos comunicarem por IEC 61850, o que tem sido um aspeto que dificulta a obtenção da interoperabilidade entre IED's de diferentes fabricantes.

Por último, verificou-se a importância que o Sistema de Alimentação representa para o funcionamento do SPCC, exigindo assim atenção por parte do Operador da Rede de Distribuição e nesse sentido, avaliou-se a possibilidade de aplicação da norma IEC 61850 para efeitos de comunicação de sinais. Tal como se verifica no SPCC, a rede de comunicação poderia ser utilizada para troca de informação relativa ao estado do Sistema de Alimentação. De forma a garantir que esta solução seja utilizável em qualquer Subestação, independentemente dos fornecedores do SPCC e do SACC, sugere-se a normalização das sinalizações e medidas, segundo a norma IEC 61850. Esta solução, se adotada, representará um aumento da capacidade de interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes, neste caso entre os SPCC's e os SACC's.

7.2 Trabalhos Futuros

Como possíveis trabalhos futuros, no seguimento do trabalho realizado na normalização dos Nós Lógicos, pode também ser a utilização de um número pré-definido e fixo de instâncias dos nós lógicos. A diferença entre o número de instâncias prende-se com a utilização dos dispositivos lógicos. A ideia é definir e especificar aos fabricantes se se recorre a um único dispositivo lógico para agrupar os nós lógicos, ou se agrupam os nós lógicos em vários dispositivos lógicos. Para além da normalização dos Nós Lógicos, poderiam ser também especificados os atributos de dados de cada função existente nos IED's, sendo que este seria um trabalho bastante complexo e extenso, dado a quantidade de funções existentes, assim verifica-se a necessidade de esforço e compromisso entre o Operador da Rede de Distribuição e os fabricantes.

A utilização do software IEDScout, da OMICRON, permitiu verificar as funcionalidades de simulação das funções em comunicação por IEC 61850, isto é, é possível, para um IED, avaliar se cada função está em conformidade com a norma ou não. Dada a quantidade de sinalizações, comandos e medidas existentes, torna-se um processo lento de realizar para uma função de cada vez, neste sentido seria interessante desenvolver uma aplicação que, de forma automática, realizasse o teste a todas as funcionalidades e fizesse o respetivo registo de eventos.

Outra sugestão de trabalho futuro seria a avaliação da implementação do barramento de processo, que vem especificado na norma IEC 61850, a nível económico e de benefício prático para o Operador da Rede de Distribuição.

No seguimento da normalização de sinalizações e medidas dos Sistemas de Alimentação, propõe-se a criação de um sistema teste, em laboratório, para validação das mesmas na comunicação com a Unidade Central. A ideia será testar a interoperabilidade entre o SACC e o SPCC de diferentes fabricantes.

Anexo A

Nós Lógicos para funções de IED's

A.1 Nós Lógicos para Sinalizações

Tabela A.1: Nós Lógicos utilizados pela Siemens para Sinalizações relacionadas com funções de disjuntor

Função	Siemens
BLOCO DISJUNTOR	MT12_L01CTRL\$GGIO2\$ST\$DPCSO4:0
CIRCUITO COMANDO DISJ	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO10:0
DESL FREQUENCIA DISJ	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO32:0
DESL TENSAO DISJ	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO31:0
DISJ CC FORCA MOTRIZ	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO6:0
DISJ EM REE	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO29:0
DISJ ENERGIA CORTADA	MT12_L01EXT\$pdGGIO251\$ST\$SPCSO18:0
DISJ PERM DESLIGAR	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO36:0
DISJ PERM LIGAR	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO37:0
DISJUNTOR	MT12_L01CTRL\$DISJCSWI1\$ST\$Pos:0
MOLAS DISJUNTOR	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO2:0
ESTADO PAINEL	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO1:0
DISJ FALHA PROT	MT12_L01EXT\$pdGGIO23\$ST\$SPCSO63:0
MODO FUNCION PAINEL	MT12_L01CTRL\$GGIO3\$ST\$DPCSO3:0
DESL+REP FREQ ESCALAO	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO33:0
DESL+REP FREQ: PROG	MT12_L01CTRL\$GGIO2\$ST\$DPCSO3:0
DESL+REP TENSAO PROG	MT12_L01CTRL\$GGIO2\$ST\$DPCSO2:0

Tabela A.2: Nós Lógicos utilizados pela Siemens para Sinalizações relacionadas com funções de máximo de intensidade

Função	Siemens
MAX Io>D INST	MT12_L01EXT\$pdGGIO20\$ST\$SPCSO5:0
MAX Io>D TEMP	MT12_L01EXT\$pdGGIO20\$ST\$SPCSO7:0
MAX Io> INST UP1	MT12_L01EXT\$pdGGIO29\$ST\$SPCSO42:0
MAX Io> TEMP UP1	MT12_L01EXT\$pdGGIO29\$ST\$SPCSO44:0
MAX Io> INST UP2 - DIST	MT12_L01EXT\$pdGGIO29\$ST\$SPCSO39:0
MAX Io> TEMP UP2 - DIST	MT12_L01EXT\$pdGGIO29\$ST\$SPCSO41:0
MAX I> INST	MT12_L01EXT\$pdGGIO29\$ST\$SPCSO18:0
MAX I> TEMP	MT12_L01EXT\$pdGGIO29\$ST\$SPCSO23:0
MAX I> > INST	MT12_L01EXT\$pdGGIO29\$ST\$SPCSO8:0
MAX I> > TEMP	MT12_L01EXT\$pdGGIO29\$ST\$SPCSO13:0
MAX I> > > INST	MT12_L01EXT\$pdGGIO28\$ST\$SPCSO39:0
MAX I> > > TEMP	MT12_L01EXT\$pdGGIO28\$ST\$SPCSO41:0

Tabela A.3: Nós Lógicos utilizados pela Siemens para Sinalizações relacionadas com funções de religação

Função	Siemens
FUNCAO RELIGACAO	MT12_L01CTRLGGIO1\$ST\$SPCSO59:0
FUNCAO RELIGACAO interrompida	MT12_L01CTRLGGIO3\$ST\$SPCSO37:0
RELIGACAO CICLO	MT12_L01EXT\$pdGGIO44\$ST\$SPCSO49:0
RELIGACAO CICLO 1	MT12_L01EXT\$pdGGIO45\$ST\$SPCSO28:0
RELIGACAO CICLO 2	MT12_L01EXT\$pdGGIO45\$ST\$SPCSO29:0
RELIGACAO CICLO 3	MT12_L01EXT\$pdGGIO45\$ST\$SPCSO30:0
RELIGACAO DIJ	Não se verifica em protocolo IEC 61850
RELIGACAO DISPARO	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO58:0
RELIGACAO L1	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO55:0
RELIGACAO L1+L2	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO56:0
RELIGACAO RR	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO53:0
RELIGACAO RR+L1	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO54:0
RELIGACAO RR+L1+L2	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO57:0

Tabela A.4: Nós Lógicos utilizados pela Siemens para Sinalizações relacionadas com outras funções

Função	Siemens
PROT DEFEITO FASE-FASE	MT12_L01CTRL\$GGIO3\$ST\$SPCSO43:0
PROT DEFEITO FASE-TERR	MT12_L01CTRL\$GGIO3\$ST\$SPCSO42:0
PROT TERRAS RESIST INST	MT12_L01EXT\$pdGGIO20\$ST\$SPCSO11:0
PROT TERRAS RESIST TEMP	MT12_L01EXT\$pdGGIO20\$ST\$SPCSO13:0
REE DISCORDANTE	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO30:0
REGIME EXPLORACAO	MT12_L01CTRL\$GGIO2\$ST\$DPCSO1:0
REGIME EXPLORACAO A	MT12_L01CTRL\$REEAGAPC1\$ST\$SPCSO:0
REGIME EXPLORACAO B	MT12_L01CTRL\$REEBGAPC1\$ST\$SPCSO:0
REGIME EXPLORACAO N	MT12_L01CTRL\$RNEGAPC1\$ST\$SPCSO:0
REGIME NEUTRO ISOLADO	MT12_L01CTRL\$GGIO2\$ST\$SPCSO33:0
SECCIONADOR TERRA	MT12_L01CTRL\$GGIO2\$ST\$DPCSO5:0
SINCRONIZACAO UP1	MT12_L01EXT\$pdGGIO2\$ST\$SPCSO4:0
SUPERVISAO CIRCUIT DESL	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO15:0
SUPERVISAO CIRCUIT LIGAR	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO14:0
ARCO INTERNO BARR	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO8:0
ARCO INTERNO CABOS	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO3:0
ARCO INTERNO DISJ	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO9:0
COMUNICACAO UP1-BDD	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO11:0
CONDUTOR DA LINHA PARTIDO	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO17:0
PRESSAO SF6 N1	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO4:0
PRESSAO SF6 N2	MT12_L01CTRL\$GGIO1\$ST\$SPCSO5:0

Tabela A.5: Nós Lógicos utilizados pela Efavec para Sinalizações relacionadas com funções de disjuntor

Função	EFACEC
BLOCO DISJUNTOR	DPGGIO1\$ST\$DPCSO1\$stVal
CIRCUITO COMANDO DISJ	SPGGIO1\$ST\$SPCSO5\$stVal
DESL FREQUENCIA DISJ	SPGGIO1\$ST\$SPCSO1\$stVal
DESL TENSAO DISJ	SPGGIO1\$ST\$SPCSO9\$stVal
DISJ CC FORCA MOTRIZ	SPGGIO2\$ST\$SPCSO10\$stVal
DISJ EM REE	SPGGIO3\$ST\$SPCSO9\$stVal
DISJ ENERGIA CORTADA	SPGGIO2\$ST\$SPCSO11\$stVal
DISJ PERM DESLIGAR	GGIO1\$ST\$SPCSO36\$stVal
DISJ PERM LIGAR	XCBR1\$ST\$BlkCls\$stVal
DISJUNTOR	XCBR1\$ST\$Pos\$stVal
MOLAS DISJUNTOR	SCBR1\$ST\$SprLoos\$stVal
ESTADO PAINEL	ROPM1\$ST\$TstModOut\$stVal
DISJ FALHA PROT	RBRF1\$ST\$OpEx\$general
MODO FUNCION PAINEL	ROPM1\$ST\$LRModOut\$stVal
DESL+REP FREQ ESCALAO	SPGGIO1\$ST\$SPCSO3\$stVal
DESL+REP FREQ: PROG	Não se verifica em protocolo IEC 61850
DESL+REP TENSAO PROG	Não se verifica em protocolo IEC 61850

Tabela A.6: Nós Lógicos utilizados pela Efacec para Sinalizações relacionadas com funções de máximo de intensidade

Função	EFACEC
MAX Io>D INST	GFDPTOC1\$ST\$Str\$general
MAX Io>D TEMP	GFDPTOC1\$ST\$Op\$general
MAX Io> INST UP1	GFDPTOC2\$ST\$Str\$general
MAX Io> TEMP UP1	GFDPTOC2\$ST\$Op\$general
MAX Io> INST UP2 - DIST	GFDPTOC3\$ST\$Str\$general
MAX Io> TEMP UP2 - DIST	GFDPTOC3\$ST\$Op\$general
MAX I> INST	PFDPTOC2\$ST\$Str\$general
MAX I> TEMP	PFDPTOC2\$ST\$Op\$general
MAX I> > INST	PFDPTOC3\$ST\$Str\$general
MAX I> > TEMP	PFDPTOC3\$ST\$Op\$general
MAX I> > > INST	PFDPTOC1\$ST\$Str\$general
MAX I> > > TEMP	PFDPTOC1\$ST\$Op\$general

Tabela A.7: Nós Lógicos utilizados pela Efacec para Sinalizações relacionadas com funções de religação

Função	EFACEC
FUNCAO RELIGACAO	SPGGIO3\$ST\$SPCSO3\$stVal
FUNCAO RELIGACAO interrompida	SPGGIO3\$ST\$SPCSO4\$stVal
RELIGACAO CICLO	SPGGIO2\$ST\$SPCSO15\$stVal
RELIGACAO CICLO 1	SPGGIO2\$ST\$SPCSO12\$stVal
RELIGACAO CICLO 2	SPGGIO2\$ST\$SPCSO13\$stVal
RELIGACAO CICLO 3	SPGGIO2\$ST\$SPCSO14\$stVal
RELIGACAO DIJ	SPGGIO3\$ST\$SPCSO1\$stVal
RELIGACAO DISPARO	SPGGIO3\$ST\$SPCSO2\$stVal
RELIGACAO L1	Não se verifica em protocolo IEC 61850
RELIGACAO L1+L2	Não se verifica em protocolo IEC 61850
RELIGACAO RR	Não se verifica em protocolo IEC 61850
RELIGACAO RR+L1	Não se verifica em protocolo IEC 61850
RELIGACAO RR+L1+L2	Não se verifica em protocolo IEC 61850

Tabela A.8: Nós Lógicos utilizados pela Efacec para Sinalizações relacionadas com outras funções

Função	EFACEC
PROT DEFEITO FASE-FASE	SPGGIO3\$ST\$SPCSO14\$stVal
PROT DEFEITO FASE-TERR	SPGGIO3\$ST\$SPCSO15\$stVal
PROT TERRAS RESIST INST	GFDPTOC4\$ST\$Str\$general
PROT TERRAS RESIST TEMP	GFDPTOC4\$ST\$Op\$general
REE DISCORDANTE	SPGGIO3\$ST\$SPCSO13\$stVal
REGIME EXPLORACAO	SPGGIO3\$ST\$SPCSO10\$stVal
REGIME EXPLORACAO A	SPGGIO3\$ST\$SPCSO10\$stVal
REGIME EXPLORACAO B	SPGGIO3\$ST\$SPCSO11\$stVal
REGIME EXPLORACAO N	SPGGIO3\$ST\$SPCSO12\$stVal
REGIME NEUTRO ISOLADO	SPGGIO2\$ST\$SPCSO9\$stVal
SECCIONADOR TERRA	GDXSWI1\$ST\$Pos\$stVal
SINCRONIZACAO UP1	SPGGIO3\$ST\$SPCSO8\$stVal
SUPERVISAO CIRCUIT DESL	SPGGIO1\$ST\$SPCSO7\$stVal
SUPERVISAO CIRCUIT LIGAR	SPGGIO1\$ST\$SPCSO8\$stVal
ARCO INTERNO BARR	SPGGIO2\$ST\$SPCSO4\$stVal
ARCO INTERNO CABOS	SPGGIO2\$ST\$SPCSO3\$stVal
ARCO INTERNO DISJ	Não se verifica em protocolo IEC 61850
COMUNICACAO UP1-BDD	SPGGIO2\$ST\$SPCSO8\$stVal
CONDUTOR DA LINHA PARTIDO	PBRPTOC3\$ST\$Op\$general
PRESSAO SF6 N1	SCBR1\$ST\$SF6Alm\$stVal
PRESSAO SF6 N2	SCBR1\$ST\$SF6Blk\$stVal

Tabela A.9: Nós Lógicos utilizados pela ABB para Sinalizações relacionadas com funções de disjuntor

Função	ABB
BLOCO DISJUNTOR	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.GNRLCSWI2.Pos.stVal
CIRCUITO COMANDO DISJ	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.SPGGIO13.Ind.stVal
DESL FREQUENCIA DISJ	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.SPGGIO24.Ind.stVal
DESL TENSAO DISJ	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.SPGGIO23.Ind.stVal
DISJ CC FORCA MOTRIZ	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.SPGGIO9.Ind.stVal
DISJ EM REE	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.SPGGIO2.Ind.stVal
DISJ ENERGIA CORTADA	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.SPGGIO40.Ind.stVal
DISJ PERM DESLIGAR	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.SCILO1.EnaOpn.stVal
DISJ PERM LIGAR	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.SCILO1.EnaCls.stVal
DISJUNTOR	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.GNRLCSWI1.Pos.stVal
MOLAS DISJUNTOR	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.SSCBR1.SprChaAlm.stVal
ESTADO PAINEL	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.SPGGIO7.Ind.stVal
DISJ FALHA PROT	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.CCBRRBF1.OpEx.general
MODO FUNCION PAINEL	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.QCCBAY1.LocSwPos.stVal
DESL+REP FREQ ESCALAO	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.VSGGIO9.DPCSO.stVal
DESL+REP FREQ: PROG	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.VSGGIO8.DPCSO.stVal
DESL+REP TENSAO PROG	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.VSGGIO5.DPCSO.stVal

Tabela A.10: Nós Lógicos utilizados pela ABB para Sinalizações relacionadas com funções de máximo de intensidade

Função	ABB
MAX Io>D INST	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.DEFL_1.DEFPTOC1.Str.general
MAX Io>D TEMP	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.DEFL_1.DEFPTOC1.Op.general
MAX Io> INST UP1	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.EFHPTOC1.Str.general
MAX Io> TEMP UP1	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.EFHPTOC1.Op.general
MAX Io> INST UP2 - DIST	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.EFIPTOC1.Str.general
MAX Io> TEMP UP2 - DIST	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.EFIPTOC1.Op.general
MAX I> INST	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.PHLPTOC1.Str.general
MAX I> TEMP	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.PHLPTOC1.Op.general
MAX I> > INST	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.PHHPTOC1.Str.general
MAX I> > TEMP	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.PHHPTOC1.Op.general
MAX I> > > INST	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.PHIPTOC1.Str.general
MAX I> > > TEMP	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.PHIPTOC1.Op.general

Tabela A.11: Nós Lógicos utilizados pela ABB para Sinalizações relacionadas com funções de religação

Função	ABB
FUNCAO RELIGACAO	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.SPGGIO26.Ind.stVal
FUNCAO RELIGACAO interrompida	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.SPGGIO15.Ind.stVal
RELIGACAO CICLO	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.SPGGIO6.Ind.stVal
RELIGACAO CICLO 1	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.DARREC1.PrgRec1.stVal
RELIGACAO CICLO 2	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.DARREC1.PrgRec2.stVal
RELIGACAO CICLO 3	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.DARREC1.PrgRec3.stVal
RELIGACAO DIJ	Não se verifica em protocolo IEC 61850
RELIGACAO DISPARO	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.DARREC1.UnsRec.stVal
RELIGACAO L1	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.SPGGIO18.Ind.stVal
RELIGACAO L1+L2	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.SPGGIO19.Ind.stVal
RELIGACAO RR	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.SPGGIO20.Ind.stVal
RELIGACAO RR+L1	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.SPGGIO21.Ind.stVal
RELIGACAO RR+L1+L2	IEC61850_Subnetwork2.REF630_P226.LD0.SPGGIO22.Ind.stVal

Tabela A.12: Nós Lógicos utilizados pela ABB para Sinalizações relacionadas com outras funções

Função	ABB
PROT DEFEITO FASE-FASE	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.SPGGIO42.Ind.stVal
PROT DEFEITO FASE-TERR	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.SPGGIO41.Ind.stVal
PROT TERRAS RESIST INST	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.EFLPTOC1.Str.general
PROT TERRAS RESIST TEMP	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.EFLPTOC1.Op.general
REE DISCORDANTE	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.SPGGIO16.Ind.stVal
REGIME EXPLORACAO	Não se verifica em protocolo IEC 61850
REGIME EXPLORACAO A	Não se verifica em protocolo IEC 61850
REGIME EXPLORACAO B	Não se verifica em protocolo IEC 61850
REGIME EXPLORACAO N	Não se verifica em protocolo IEC 61850
REGIME NEUTRO ISOLADO	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.SPGGIO17.Ind.stVal
SECCIONADOR TERRA	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.GNRLCSWI3.Pos.stVal
SINCRONIZACAO UP1	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.SPGGIO30.Ind.stVal
SUPERVISAO CIRCUIT DESL	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.TCSSCBR1.TrCctAlm.stVal
SUPERVISAO CIRCUIT LIGAR	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.TCSSCBR2.TrCctAlm.stVal
ARCO INTERNO BARR	Não se verifica em protocolo IEC 61850
ARCO INTERNO CABOS	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.SPGGIO10.Ind.stVal
ARCO INTERNO DISJ	Não se verifica em protocolo IEC 61850
COMUNICACAO UP1-BDD	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.SPGGIO8.Ind.stVal
CONDUTOR DA LINHA PARTIDO	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.PDNSPTOC1.Op.general
PRESSAO SF6 N1	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.SPGGIO11.Ind.stVal
PRESSAO SF6 N2	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.SPGGIO12.Ind.stVal

Tabela A.13: Nós Lógicos utilizados pela GE para Sinalizações relacionadas com funções de disjuntor

Função	GE
BLOCO DISJUNTOR	P214F650/XSWG\$ST\$Ind3\$stVal
CIRCUITO COMANDO DISJ	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind35\$stVal
DESL FREQUENCIA DISJ	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind51\$stVal
DESL TENSAO DISJ	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind50\$stVal
DISJ CC FORCA MOTRIZ	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind15\$stVal
DISJ EM REE	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind111\$stVal
DISJ ENERGIA CORTADA	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind112\$stVal
DISJ PERM DESLIGAR	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind39\$stVal
DISJ PERM LIGAR	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind38\$stVal
DISJUNTOR	P214F650/XCBR1\$ST\$Ind1\$stVal
MOLAS DISJUNTOR	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind11\$stVal
ESTADO PAINEL	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind7\$stVal
DISJ FALHA PROT	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind114\$stVal
MODO FUNCION PAINEL	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind41\$stVal
DESL+REP FREQ ESCALAO	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind48\$stVal
DESL+REP FREQ: PROG	P214F650/XSWG\$ST\$Ind5\$stVal
DESL+REP TENSAO PROG	P214F650/XSWG\$ST\$Ind4\$stVal

Tabela A.14: Nós Lógicos utilizados pela GE para Sinalizações relacionadas com funções de máximo de intensidade

Função	GE
MAX Io> D INST	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind106\$stVal
MAX Io> D TEMP	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind107\$stVal
MAX Io> INST UP1	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind104\$stVal
MAX Io> TEMP UP1	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind105\$stVal
MAX Io> INST UP2 - DIST	Não se verifica em protocolo IEC 61850
MAX Io> TEMP UP2 - DIST	Não se verifica em protocolo IEC 61850
MAX I> INST	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind94\$stVal
MAX I> TEMP	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind95\$stVal
MAX I> > INST	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind96\$stVal
MAX I> > TEMP	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind97\$stVal
MAX I> > > INST	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind98\$stVal
MAX I> > > TEMP	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind99\$stVal

Tabela A.15: Nós Lógicos utilizados pela GE para Sinalizações relacionadas com funções de religação

Função	GE
FUNCAO RELIGACAO	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind54\$stVal
FUNCAO RELIGACAO interrompida	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind55\$stVal
FUNCAO RELIGACAO	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind56\$stVal
RELIGACAO CICLO	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind57\$stVal
RELIGACAO CICLO 1	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind58\$stVal
RELIGACAO CICLO 2	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind59\$stVal
RELIGACAO CICLO 3	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind60\$stVal
RELIGACAO DIJ	Não se verifica em protocolo IEC 61850
RELIGACAO DISPARO	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind61\$stVal
RELIGACAO L1	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind64\$stVal
RELIGACAO L1+L2	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind65\$stVal
RELIGACAO RR	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind63\$stVal
RELIGACAO RR+L1	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind66\$stVal

Tabela A.16: Nós Lógicos utilizados pela GE para Sinalizações relacionadas com outras funções

Função	GE
PROT DEFEITO FASE-FASE	Não se verifica em protocolo IEC 61850
PROT DEFEITO FASE-TERR	Não se verifica em protocolo IEC 61850
PROT TERRAS RESIST INST	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind119\$stVal
PROT TERRAS RESIST TEMP	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind120\$stVal
REE DISCORDANTE	P214F650/XSWG\$ST\$Ind6\$stVal
REGIME EXPLORACAO	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind121\$stVal
REGIME EXPLORACAO A	Não se verifica em protocolo IEC 61850
REGIME EXPLORACAO B	Não se verifica em protocolo IEC 61850
REGIME EXPLORACAO N	Não se verifica em protocolo IEC 61850
REGIME NEUTRO ISOLADO	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind122\$stVal
SECCIONADOR TERRA	P214F650/XSWG\$ST\$Ind2\$stVal
SINCRONIZACAO UP1	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind123\$stVal
SUPERVISAO CIRCUIT DESL	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind2\$stVal
SUPERVISAO CIRCUIT LIGAR	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind1\$stVal
ARCO INTERNO BARR	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind81\$stVal
ARCO INTERNO CABOS	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind10\$stVal
ARCO INTERNO DISJ	Não se verifica em protocolo IEC 61850
COMUNICACAO UP1-BDD	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind89\$stVal
CONDUTOR DA LINHA PARTIDO	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind91\$stVal
PRESSAO SF6 N1	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind12\$stVal

A.2 Nós Lógicos para Medidas

Tabela A.17: Nós Lógicos utilizados pela Siemens para funções de Medida

Função	Siemens
CORRENTE	MT12_L01EXT\$pdGGIO76\$MX\$AnIn1:0
CORRENTE FASE L2	MT12_L01EXT\$pdGGIO76\$MX\$AnIn2:0
CORRENTE FASE L3	MT12_L01EXT\$pdGGIO76\$MX\$AnIn3:0
CORRENTE HOMOP	MT12_L01EXT\$pdGGIO104\$MX\$AnIn7:0
TENSAO FASE 23	MEAS/MMXU1/PPV
TENSAO FASE 31	EXT/pdGGIO79/AnIn1
TENSAO HOMOPOLAR	EXT/pdGGIO79/AnIn2
POTENCIA ACTIVA	MT12_L01MEAS\$MMXU1\$MX\$TotW:1
POTENCIA REACTIVA	MT12_L01MEAS\$MMXU1\$MX\$TotVar:1
FACTOR POTENCIA	EXT/pdGGIO113/AnIn5
SOMATORIO I ²	MT12_L01EXT\$pdGGIO2002\$ST\$ISCSO7:0
RESIST DEFEITO (Ohms)	MT12_L01MEAS\$RprimGGIO1\$MX\$AnIn1:0
REACT DEFEITO (Ohms)	MT12_L01MEAS\$XprimGGIO1\$MX\$AnIn1:0
DISJ N° MANOBRAS	MT12_L01CTRL\$GGIO2\$ST\$ISCSO6:0

Tabela A.18: Nós Lógicos utilizados pela Efaced para funções de Medida

Função	EFACEC
CORRENTE	MMXU1\$MX\$A\$phsA\$cVal\$mag\$f
CORRENTE FASE L2	MMXU1\$MX\$A\$phsB\$cVal\$mag\$f
CORRENTE FASE L3	MMXU1\$MX\$A\$phsC\$cVal\$mag\$f
CORRENTE HOMOP	MMXU1\$MX\$A\$neut\$cVal\$mag\$f
TENSAO FASE 23	MMXU1\$MX\$PPV\$phsAB\$cVal\$mag\$f
TENSAO FASE 31	MMXU1\$MX\$PPV\$phsBC\$cVal\$mag\$f
TENSAO HOMOPOLAR	MMXU1\$MX\$PPV\$phsCA\$cVal\$mag\$f
POTENCIA ACTIVA	MMXU1\$MX\$TotW\$mag\$f
POTENCIA REACTIVA	MMXU1\$MX\$TotVar\$mag\$f
FACTOR POTENCIA	MMXU1\$MX\$TotPF\$mag\$f
SOMATORIO I ²	ANGGIO1\$MX\$AnIn1\$mag\$f
RESIST DEFEITO (Ohms)	RFLO1\$MX\$FltZ\$cVal\$mag\$f
REACT DEFEITO (Ohms)	RFLO1\$MX\$FltZ\$cVal\$mag\$f
DISJ N° MANOBRAS	XCBR1\$ST\$OpCnt\$stVal

Tabela A.19: Nós Lógicos utilizados pela ABB para funções de Medida

Função	ABB
CORRENTE	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.CPHMMXU1.A.phsA.cVal.mag
CORRENTE FASE L2	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.CPHMMXU1.A.phsB.cVal.mag
CORRENTE FASE L3	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.CPHMMXU1.A.phsC.cVal.mag
CORRENTE HOMOP	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.RESCMMXU1.A.res.cVal.mag
TENSAO FASE 23	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P229.LD0.VPPMMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag
TENSAO FASE 31	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P229.LD0.VPPMMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag
TENSAO HOMOPOLAR	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P229.RESV_1.RESVMMXU1.PhV.res.cVal.mag
POTENCIA ACTIVA	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P230.LD0.PWRMMXU1.TotW.mag
POTENCIA REACTIVA	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P230.LD0.PWRMMXU1.TotVAr.mag
FACTOR POTENCIA	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P230.LD0.PWRMMXU1.TotPF.mag
SOMATORIO I ²	Não se verifica em protocolo IEC 61850
RESIST DEFEITO (Ohms)	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.SCFL_1.SCEFRFLO1.FltLoopR.mag
REACT DEFEITO (Ohms)	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.SCFL_1.SCEFRFLO1.FltLoopX.mag
DISJ N° MANOBRAS	Não se verifica em protocolo IEC 61850

Tabela A.20: Nós Lógicos utilizados pela GE para funções de Medida

Função	GE
CORRENTE	L1IEC61850_MMXU1MXAphsAcValmagf
CORRENTE FASE L2	L1IEC61850_MMXU1MXAphsBcValmagf
CORRENTE FASE L3	L1IEC61850_MMXU1MXAphsCcValmagf
CORRENTE HOMOP	Não se verifica em protocolo IEC 61850
TENSAO FASE 23	Não se verifica em protocolo IEC 61850
TENSAO FASE 31	Não se verifica em protocolo IEC 61850
TENSAO HOMOPOLAR	Não se verifica em protocolo IEC 61850
POTENCIA ACTIVA	L1IEC61850_MMXU1MXTotWmagf
POTENCIA REACTIVA	L1IEC61850_MMXU1MXTotVArmagf
FACTOR POTENCIA	L1IEC61850_MMXU1MXTotPFmagf
SOMATORIO I ²	Não se verifica em protocolo IEC 61850
RESIST DEFEITO (Ohms)	Não se verifica em protocolo IEC 61850
REACT DEFEITO (Ohms)	Não se verifica em protocolo IEC 61850
DISJ N° MANOBRAS	L1IEC61850_XCBR1STOpCnt\$stVal

A.3 Nós Lógicos para Comandos

Tabela A.21: Nós Lógicos utilizados pela Siemens para funções de Comando

Função	Siemens
DISJ ESTADO CMD	MT12_L01CTRL\$ESTADOGAPC1\$CO\$SPCSO
DISJ CMD	MT12_L01CTRL\$DISJCSWI1\$CO\$Pos
DESL+REP FREQ 1 ESC CMD	MT12_L01CTRL\$ESC1GAPC1\$CO\$SPCSO:0
DESL+REP FREQ 2 ESC CMD	MT12_L01CTRL\$ESC2GAPC1\$CO\$SPCSO:0
DESL+REP FREQ DESL CMD	MT12_L01CTRL\$FDESLGAPC1\$CO\$SPCSO:0
DESL+REP FREQ DESL+REP CMD	MT12_L01CTRL\$F_REPGAPC1\$CO\$SPCSO:0
DESL+REP FREQ PROG CMD	MT12_L01CTRL\$F_PROGGAPC1\$CO\$SPCSO:0
DESL+REP TENS PROG CMD	MT12_L01CTRL\$U_PROGGAPC1\$CO\$SPCSO:0
DESL+REP TENS DESL+REP CMD	MT12_L01CTRL\$U_REPGAPC1\$CO\$SPCSO:0
DESL+REP TENS DESL CMD	MT12_L01CTRL\$UDESLGAPC1\$CO\$SPCSO:0
FUNCAO RELIGACAO EM SERV CMD	MT12_L01CTRL\$REL_ESGAPC1\$CO\$SPCSO:0
FUNCAO RELIGACAO FORA SERV CMD	MT12_L01CTRL\$REL_FSGAPC1\$CO\$SPCSO:0
PROGRAMA RELIG L1 CMD	MT12_L01CTRL\$REL_1LGAPC1\$CO\$SPCSO:0
PROGRAMA RELIG L1+L2 CMD	MT12_L01CTRL\$REL_2LGAPC1\$CO\$SPCSO
PROGRAMA RELIG RR CMD	MT12_L01CTRL\$REL_RGAPC1\$CO\$SPCSO
PROGRAMA RELIG RR+L1 CMD	MT12_L01CTRL\$REL_RLGAPC2\$CO\$SPCSO
PROGRAMA RELIG RR+L1+L2 CMD	MT12_L01CTRL\$RELRLLGAPC1\$CO\$SPCSO
EST PROT TERRA RESIST S	MT12_L01CTRL\$PTRGAPC10\$CO\$SPCSO:0
EST PROT TERRA RESIST FS	MT12_L01CTRL\$PTRGAPC11\$CO\$SPCSO:0
REGIME EXPLORACAO A CMD	MT12_L01CTRL\$REEAGAPC1\$CO\$SPCSO
REGIME EXPLORACAO B CMD	MT12_L01CTRL\$REEBGAPC1\$CO\$SPCSO
REGIME EXPLORACAO NORMAL CMD	MT12_L01CTRL\$RNEGAPC1\$CO\$SPCSO:2
REGIME NEUTRO	Não se verifica em protocolo IEC 61850

Tabela A.22: Nós Lógicos utilizados pela Efacec para funções de Comando

Função	EFACEC
DISJ ESTADO CMD	SPGGIO1\$ST\$SPCSO4\$stVal
DISJ CMD	XCBR1\$ST\$Pos\$stVal
DESL+REP FREQ 1 ESC CMD	ROPM1\$SP\$GenModIn1\$setVal
DESL+REP FREQ 2 ESC CMD	ROPM1\$SP\$GenModIn1\$setVal
DESL+REP FREQ DESL CMD	Protocolo VM
DESL+REP FREQ DESL+REP CMD	Protocolo VM
DESL+REP FREQ PROG CMD	Protocolo VM
DESL+REP TENS PROG CMD	Protocolo VM
DESL+REP TENS DESL+REP CMD	Protocolo VM
DESL+REP TENS DESL CMD	Protocolo VM
FUNCAO RELIGACAO EM SERV CMD	SPGGIO3\$ST\$SPCSO3\$stVal
FUNCAO RELIGACAO FORA SERV CMD	SPGGIO3\$ST\$SPCSO3\$stVal
PROGRAMA RELIG L1 CMD	Protocolo VM
PROGRAMA RELIG L1+L2 CMD	Protocolo VM
PROGRAMA RELIG RR CMD	Protocolo VM
PROGRAMA RELIG RR+L1 CMD	Protocolo VM
PROGRAMA RELIG RR+L1+L2 CMD	Protocolo VM
EST PROT TERRA RESIST S	SPGGIO2\$ST\$SPCSO7\$stVal
EST PROT TERRA RESIST FS	SPGGIO2\$ST\$SPCSO8\$stVal
REGIME EXPLORACAO A CMD	SPGGIO3\$ST\$SPCSO10\$stVal
REGIME EXPLORACAO B CMD	SPGGIO3\$ST\$SPCSO11\$stVal
REGIME EXPLORACAO NORMAL CMD	SPGGIO3\$ST\$SPCSO12\$stVal
REGIME NEUTRO	SPGGIO2\$ST\$SPCSO9\$stVal

Tabela A.23: Nós Lógicos utilizados pela ABB para funções de Comando

Função	ABB
DISJ ESTADO CMD	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.VSGGIO1.DPCSO.stVal
DISJ CMD	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P225.LD0.GNRLCSWI1.Pos.stVal
DESL+REP FREQ 1 ESC CMD	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P228.LD0.VSGGIO9.DPCSO.stVal
DESL+REP FREQ 2 ESC CMD	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P228.LD0.VSGGIO9.DPCSO.stVal
DESL+REP FREQ DESL CMD	Não se verifica em protocolo IEC 61850
DESL+REP FREQ DESL+REP CMD	Não se verifica em protocolo IEC 61850
DESL+REP FREQ PROG CMD	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.VSGGIO8.DPCSO.stVal
DESL+REP TENS PROG CMD	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.VSGGIO5.DPCSO.stVal
DESL+REP TENS DESL+REP CMD	Não se verifica em protocolo IEC 61850
DESL+REP TENS DESL CMD	Não se verifica em protocolo IEC 61850
FUNCAO RELIGACAO EM SERV CMD	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.VSGGIO2.DPCSO.stVal
FUNCAO RELIGACAO FORA SERV CMD	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.VSGGIO2.DPCSO.stVal
PROGRAMA RELIG L1 CMD	Não se verifica em protocolo IEC 61850
PROGRAMA RELIG L1+L2 CMD	Não se verifica em protocolo IEC 61850
PROGRAMA RELIG RR CMD	Não se verifica em protocolo IEC 61850
PROGRAMA RELIG RR+L1 CMD	Não se verifica em protocolo IEC 61850
PROGRAMA RELIG RR+L1+L2 CMD	Não se verifica em protocolo IEC 61850
EST PROT TERRA RESIST S	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.VSGGIO10.DPCSO.stVal
EST PROT TERRA RESIST FS	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.VSGGIO10.DPCSO.stVal
REGIME EXPLORACAO A CMD	Não se verifica em protocolo IEC 61850
REGIME EXPLORACAO B CMD	Não se verifica em protocolo IEC 61850
REGIME EXPLORACAO NORMAL CMD	Não se verifica em protocolo IEC 61850
REGIME NEUTRO	IEC61850_Subnetwork2. REF630_P226.LD0.SPGGIO17.Ind.stVal

Tabela A.24: Nós Lógicos utilizados pela GE para funções de Comando

Função	GE
DISJ ESTADO CMD	P214F650/eveGGIO1\$TInd113\$stVal
DISJ CMD	P214F650/XCBR1COPos_1
DESL+REP FREQ ESCALAO	P214F650/eveGGIO1\$TInd48\$stVal
DESL+REP FREQ 1 ESC CMD	P214F650/vinGGIO1\$TSPCS050\$stVal
DESL+REP FREQ 2 ESC CMD	P214F650/vinGGIO1\$TSPCS051\$stVal
DESL+REP FREQ DESL CMD	P214F650/vinGGIO1\$TSPCS037\$stVal
DESL+REP FREQ DESL+REP CMD	P214F650/vinGGIO1\$TSPCS036\$stVal
DESL+REP FREQ PROG CMD	P214F650/vinGGIO1\$TSPCS038\$stVal
DESL+REP TENS PROG CMD	P214F650/vinGGIO1\$TSPCS033\$stVal
DESL+REP TENS DESL+REP CMD	P214F650/vinGGIO1\$TSPCS035\$stVal
DESL+REP TENS DESL CMD	P214F650/eveGGIO1\$TInd48\$stVal
FUNCAO RELIGACAO EM SERV CMD	P214F650/eveGGIO1\$TInd56\$stVal
FUNCAO RELIGACAO FORA SERV CMD	P214F650/eveGGIO1\$TInd56\$stVal
PROGRAMA RELIG	Não recorre a protocolo IEC61850
PROGRAMA RELIG L1 CMD	P214F650/vinGGIO1\$TSPCS040\$stVal
PROGRAMA RELIG L1+L2 CMD	P214F650/vinGGIO1\$TSPCS041\$stVal
PROGRAMA RELIG RR CMD	P214F650/vinGGIO1\$TSPCS039\$stVal
PROGRAMA RELIG RR+L1 CMD	P214F650/vinGGIO1\$TSPCS042\$stVal
PROGRAMA RELIG RR+L1+L2 CMD	P214F650/vinGGIO1\$TSPCS043\$stVal
EST PROT TERRA RESIST S	Não recorre a protocolo IEC61850
EST PROT TERRA RESIST FS	Não recorre a protocolo IEC61850
REGIME EXPLORACAO A CMD	P214F650/XSWG\$TInd6\$stVal
REGIME EXPLORACAO B CMD	P214F650/XSWG\$TInd6\$stVal
REGIME EXPLORACAO NORMAL CMD	P214F650/XSWG\$TInd6\$stVal
REGIME NEUTRO	P214F650/eveGGIO1\$TInd122\$stVal

Anexo B

Resultados dos ensaios com IEDScout

B.1 Ensaios às sinalizações

Tabela B.1: Resultado do teste às sinalizações relacionadas com funções do disjuntor, ao IED da Efacec

Sinalização	Efacec	Validado (Sim ou,Não)
BLOCO DISJUNTOR	DPGGIO1\$ST\$DPCSO1\$stVal	S
CIRCUITO COMANDO DISJ	SPGGIO1\$ST\$SPCSO5\$stVal	S
DESL FREQUENCIA DISJ	SPGGIO1\$ST\$SPCSO1\$stVal	N
DESL TENSAO DISJ	SPGGIO1\$ST\$SPCSO9\$stVal	N
DISJ CC FORCA MOTRIZ	SPGGIO2\$ST\$SPCSO10\$stVal	S
DISJ EM REE	SPGGIO3\$ST\$SPCSO9\$stVal	S
DISJ ENERGIA CORTADA	SPGGIO2\$ST\$SPCSO11\$stVal	N
DISJ PERM DESLIGAR	XCBR1\$ST\$BlkOpn\$stVal	S
DISJ PERM LIGAR	XCBR1\$ST\$BlkCls\$stVal	S
DISJUNTOR	XCBR1\$ST\$Pos\$stVal	S
MOLAS DISJUNTOR	SCBR1\$ST\$SprLoos\$stVal	N
ESTADO PAINEL	ROPM1\$ST\$TstModOut\$stVal	N
DISJ FALHA PROT	RBRF1\$ST\$OpEx\$general	N
MODO FUNCION PAINEL	ROPM1\$ST\$LRModOut\$stVal	N
DESL+REP FREQ ESCALAO	SPGGIO1\$ST\$SPCSO3\$stVal	S
DESL+REP FREQ: PROG	Não se verifica	-
DESL+REP TENSAO PROG	Não se verifica	-

Tabela B.2: Resultado do teste às sinalizações relacionadas com funções do disjuntor, ao IED da GE

Sinalização	GE	Validado (Sim ou,Não)
BLOCO DISJUNTOR	P214F650/XSWG\$ST\$Ind3\$stVal	N
CIRCUITO COMANDO DISJ	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind35\$stVal	S
DESL FREQUENCIA DISJ	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind51\$stVal	N
DESL TENSAO DISJ	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind50\$stVal	N
DISJ CC FORCA MOTRIZ	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind15\$stVal	S
DISJ EM REE	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind111\$stVal	N
DISJ ENERGIA CORTADA	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind112\$stVal	N
DISJ PERM DESLIGAR	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind39\$stVal	S
DISJ PERM LIGAR	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind38\$stVal	S
DISJUNTOR	P214F650/XCBR1\$ST\$Ind1\$stVal	S
MOLAS DISJUNTOR	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind11\$stVal	S
ESTADO PAINEL	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind7\$stVal	S
DISJ FALHA PROT	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind114\$stVal	N
MODO FUNCION PAINEL	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind41\$stVal	S
DESL+REP FREQ ESCALAO	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind48\$stVal	N
DESL+REP FREQ: PROG	P214F650/XSWG\$ST\$Ind5\$stVal	N
DESL+REP TENSAO PROG	P214F650/XSWG\$ST\$Ind4\$stVal	N

Tabela B.3: Resultado do teste às sinalizações relacionadas com funções de máximo de intensidade, ao IED da Efacec

Sinalização	Efacec	Validado (Sim ou,Não)
MAX Io>D INST	GFDPTOC1\$ST\$Str\$general	N
MAX Io>D TEMP	GFDPTOC1\$ST\$Op\$general	N
MAX Io> INST UP1	GFDPTOC2\$ST\$Str\$general	N
MAX Io> TEMP UP1	GFDPTOC2\$ST\$Op\$general	N
MAX Io> INST UP2 - DIST	GFDPTOC3\$ST\$Str\$general	N
MAX Io> TEMP UP2 - DIST	GFDPTOC3\$ST\$Op\$general	N
MAX I> INST	PFDPTOC2\$ST\$Str\$general	N
MAX I> TEMP	PFDPTOC2\$ST\$Op\$general	N
MAX I> > INST	PFDPTOC3\$ST\$Str\$general	N
MAX I> > TEMP	PFDPTOC3\$ST\$Op\$general	N
MAX I> > > INST	PFDPTOC1\$ST\$Str\$general	N
MAX I> > > TEMP	PFDPTOC1\$ST\$Op\$general	N

Tabela B.4: Resultado do teste às sinalizações relacionadas com funções de máximo de intensidade, ao IED da GE

Sinalização	GE	Validado (Sim ou,Não)
MAX Io>D INST	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind106\$stVal	N
MAX Io>D TEMP	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind107\$stVal	N
MAX Io> INST UP1	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind104\$stVal	N
MAX Io> TEMP UP1	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind105\$stVal	N
MAX Io> INST UP2 - DIST	Não se verifica	N
MAX Io> TEMP UP2 - DIST	Não se verifica	N
MAX I> INST	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind94\$stVal	N
MAX I> TEMP	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind95\$stVal	N
MAX I> > INST	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind96\$stVal	N
MAX I> > TEMP	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind97\$stVal	N
MAX I> > > INST	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind98\$stVal	N
MAX I> > > TEMP	P214F650/eveGGIO1\$ST\$Ind99\$stVal	N

Tabela B.5: Resultado do teste às sinalizações relacionadas com funções de religação, ao IED da Efacec

Sinalização	Efacec	Validado (Sim ou,Não)
FUNCAO RELIGACAO	SPGGIO3\$ST\$SPCSO3\$stVal	S
FUNCAO RELIGACAO interrompida	SPGGIO3\$ST\$SPCSO4\$stVal	S
RELIGACAO CICLO	SPGGIO2\$ST\$SPCSO15\$stVal	S
RELIGACAO CICLO 1	SPGGIO2\$ST\$SPCSO12\$stVal	S
RELIGACAO CICLO 2	SPGGIO2\$ST\$SPCSO13\$stVal	S
RELIGACAO CICLO 3	SPGGIO2\$ST\$SPCSO14\$stVal	S
RELIGACAO DIJ	SPGGIO3\$ST\$SPCSO1\$stVal	N
RELIGACAO DISPARO	SPGGIO3\$ST\$SPCSO2\$stVal	S
RELIGACAO L1	Não se verifica	-
RELIGACAO L1+L2	Não se verifica	-
RELIGACAO RR	Não se verifica	-
RELIGACAO RR+L1	Não se verifica	-
RELIGACAO RR+L1+L2	Não se verifica	-

Tabela B.6: Resultado do teste às sinalizações relacionadas com funções de religação, ao IED da GE

Sinalização	GE	Validado (Sim ou,Não)
FUNCAO RELIGACAO	P214F650/eveGGIO1\$STInd54\$stVal	S
FUNCAO RELIGACAO interrompida	P214F650/eveGGIO1\$STInd55\$stVal	S
RELIGACAO CICLO	P214F650/eveGGIO1\$STInd57\$stVal	N
RELIGACAO CICLO 1	P214F650/eveGGIO1\$STInd58\$stVal	N
RELIGACAO CICLO 2	P214F650/eveGGIO1\$STInd59\$stVal	N
RELIGACAO CICLO 3	P214F650/eveGGIO1\$STInd60\$stVal	N
RELIGACAO DIJ	Não se verifica	-
RELIGACAO DISPARO	P214F650/eveGGIO1\$STInd61\$stVal	N
RELIGACAO L1	P214F650/eveGGIO1\$STInd64\$stVal	N
RELIGACAO L1+L2	P214F650/eveGGIO1\$STInd65\$stVal	N
RELIGACAO RR	P214F650/eveGGIO1\$STInd63\$stVal	N
RELIGACAO RR+L1	P214F650/eveGGIO1\$STInd66\$stVal	N
RELIGACAO RR+L1+L2	P214F650/eveGGIO1\$STInd67\$stVal	N

Tabela B.7: Resultado do teste às sinalizações relacionadas com outras funções, ao IED da Efaced

Sinalização	Efaced	Validado (Sim ou,Não)
PROT DEFEITO FASE-FASE	SPGGIO3\$STSPCSO14\$stVal	N
PROT DEFEITO FASE-TERR	SPGGIO3\$STSPCSO15\$stVal	N
PROT TERRAS RESIST INST	GFDPTOC4\$STStr\$general	N
PROT TERRAS RESIST TEMP	GFDPTOC4\$STOp\$general	N
REE DISCORDANTE	SPGGIO3\$STSPCSO13\$stVal	S
REGIME EXPLORACAO	SPGGIO3\$STSPCSO10\$stVal	S
REGIME EXPLORACAO A	SPGGIO3\$STSPCSO10\$stVal	S
REGIME EXPLORACAO B	SPGGIO3\$STSPCSO11\$stVal	S
REGIME EXPLORACAO N	SPGGIO3\$STSPCSO12\$stVal	S
REGIME NEUTRO ISOLADO	SPGGIO2\$STSPCSO9\$stVal	N
SECCIONADOR TERRA	GDXSWI1\$STPos\$stVal	S
SINCRONIZACAO UP1	SPGGIO3\$STSPCSO8\$stVal	N
SUPERVISAO CIRCUIT DESL	SPGGIO1\$STSPCSO7\$stVal	S
SUPERVISAO CIRCUIT LIGAR	SPGGIO1\$STSPCSO8\$stVal	S
ARCO INTERNO BARR	SPGGIO2\$STSPCSO4\$stVal	N
ARCO INTERNO CABOS	SPGGIO2\$STSPCSO3\$stVal	S
ARCO INTERNO DISJ	Não se verifica	-
COMUNICACAO UP1-BDD	SPGGIO2\$STSPCSO8\$stVal	N
CONDUTOR DA LINHA PARTIDO	PBRPTOC3\$STOp\$general	N
PRESSAO SF6 N1	SCBR1\$STSF6Alm\$stVal	N
PRESSAO SF6 N2	SCBR1\$STSF6Blk\$stVal	N

Tabela B.8: Resultado do teste às sinalizações relacionadas com outras funções, ao IED da GE

Sinalização	GE	Validado (Sim ou,Não)
PROT DEFEITO FASE-FASE	Não se verifica	-
PROT DEFEITO FASE-TERR	Não se verifica	-
PROT TERRAS RESIST INST	P214F650/eveGGIO1\$TInd119\$stVal	N
PROT TERRAS RESIST TEMP	P214F650/eveGGIO1\$TInd120\$stVal	N
REE DISCORDANTE	P214F650/XSWG\$TInd6\$stVal	N
REGIME EXPLORACAO	P214F650/eveGGIO1\$TInd121\$stVal	N
REGIME EXPLORACAO A	Não se verifica	-
REGIME EXPLORACAO B	Não se verifica	-
REGIME EXPLORACAO N	Não se verifica	-
REGIME NEUTRO ISOLADO	P214F650/eveGGIO1\$TInd122\$stVal	N
SECCIONADOR TERRA	P214F650/XSWG\$TInd2\$stVal	N
SINCRONIZACAO UP1	P214F650/eveGGIO1\$TInd123\$stVal	N
SUPERVISAO CIRCUIT DESL	P214F650/eveGGIO1\$TInd2\$stVal	S
SUPERVISAO CIRCUIT LIGAR	P214F650/eveGGIO1\$TInd1\$stVal	S
ARCO INTERNO BARR	P214F650/eveGGIO1\$TInd81\$stVal	N
ARCO INTERNO CABOS	P214F650/eveGGIO1\$TInd10\$stVal	S
ARCO INTERNO DISJ	Não se verifica	-
COMUNICACAO UP1-BDD	P214F650/eveGGIO1\$TInd89\$stVal	N
CONDUTOR DA LINHA PARTIDO	P214F650/eveGGIO1\$TInd91\$stVal	N
PRESSAO SF6 N1	P214F650/eveGGIO1\$TInd12\$stVal	S
PRESSAO SF6 N2	P214F650/eveGGIO1\$TInd13\$stVal	S

Referências

- [1] EDP Distribuição Energia e SA. *Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição: Projeto Tipo - Memória Descritiva - DIT-C13-500/N*, 2007. URL: <http://www.edpdistribuicao.pt>.
- [2] P. Cardoso. *Avaliação do Impacto em Comissionamento e Testes de Funcionamento numa Subestação com Protocolo CEI 61850*. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), Porto, 2013.
- [3] EDP Distribuição de Energia S. A. *Sistemas de Protecção da EDP Distribuição Norte*, Março 2005.
- [4] K. Zimmerman e D. Costello. Lessons learned from commissioning protective relaying systems. Em *Protective Relay Engineers, 2009 62nd Annual Conference for*, páginas 359–381, March 2009.
- [5] D. Martins. *“Implementação do Projecto-Tipo da EDP para Automação de Subestações segundo a norma IEC 61850: Configuração de IED’s de dois fabricantes para painéis de saída em MT”*. Lisboa, 2010.
- [6] EDP Distribuição Energia e SA. *Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição: Generalidades: Sistemas de Protecção, Comando e Controlo Numérico (SPCC) - DEF-C13-504/N*, 2011. URL: <http://www.edpdistribuicao.pt>.
- [7] H. Leite, A. Morais, M. Lemos, e F. Vale. A survey of protection, automation and control systems in the portuguese distribution substations. Em *Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change, 10th IET International Conference on*, páginas 1–5, March 2010.
- [8] International Standard. *IEC 61850-5: Communication Requirements for Functions and Device Models*. IEC, First Edition, 2003.
- [9] R.E. Mackiewicz. Overview of iec 61850 and benefits. Em *Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006 IEEE PES*, páginas 376–383, May 2006. doi:10.1109/TDC.2006.1668522.
- [10] International Standard. *IEC 61850-1: Introduction and Overview*. IEC, First Edition, 2003.
- [11] D. Martins. *Normalização de Metodologias de Ensaaios de Sistemas de Protecção, Comando e Controlo*. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP), Porto, 2014.
- [12] J.C. Tan, C. Zhang, e Z.Q. Bo. The importance of iec 61850 interoperability testing. Em *Universities Power Engineering Conference, 2008. UPEC 2008. 43rd International*, páginas 1–5, Sept 2008.

- [13] G. Senfter. *IEC61850 - Is it worth the trouble?* 19th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2007), Viena, Austria, 2007.
- [14] International Standard. *IEC 61850-6: Configuration Description Language for Communication in Electrical Substations Related to IEDs*. IEC, First Edition, 2004.
- [15] International Standard. *IEC 61850-10: Conformance Testing*. IEC, First Edition, 2005.
- [16] International Standard. *IEC 61850-7-1: Basic communication structure for substation and feeder equipment – Principles and models*. IEC, First Edition, 2003.
- [17] International Standard. *IEC 61850-4: System and project management*. IEC, First Edition, 2002.
- [18] EDP Distribuição Energia e SA. “*Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição: Sistemas de Proteção, Comando e Controlo Numérico (SPCC) - Características e ensaios - DMA-C13-501/N*”, 2007. URL: "<http://www.edpdistribuicao.pt>".
- [19] J. M. Gers e E. J. Holmes. *Protection of Electricity Distribution Networks*, 3^a ed., London, United Kingdom: The Institution of Electrical Engineers. 2011.
- [20] E. Udren; W. Strabbing e D. Dolezilek. Iec 61850: Role of conformance testing in successful integration. Em *19th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2007)*, Vienna, Austria. 2007.
- [21] EDP Distribuição Energia e “Subestações de Distribuição AT/MT. SA. *Sistemas de Proteção, Comando e Controlo Numérico (SPCC) - Protocolo de Ensaio Funcionais*”, ATOM. 2009.
- [22] M. Paulino. “*Testes de Conformidade em Relés Multifuncionais baseados na IEC 61850*”, em VIII Seminário Técnico de Proteção e Controle (STPC), Rio de Janeiro, Brasil, 2005.
- [23] Jian-Cheng Tan, V. Green, e J. Ciufo. Testing iec 61850 based multi-vendor substation automation systems for interoperability. Em *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES*, páginas 1–5, March 2009.
- [24] M. Paulino e A. Pereira e I. Siqueira, “Diretrizes para Ensaio de Interoperabilidade e Testes Funcionais em Relés Multifuncionais Baseados na Norma IEC61850”, em IX Seminário Técnico de Proteção e Controle (STPC), Minas Gerais, Brasil, 2008.
- [25] A. Souto, G. Guieiro, J. Kieruff, e L. Abreu e S. Carvalho, “Testes de Desempenho e Interoperabilidade utilizando a Norma IEC 61850”, em 13^o Seminário de Automação de Processo, São Paulo, Brasil, 2009.
- [26] OMICRON. *Testing Solutions for Protection and Measurement Systems - Product Catalog*. Disponível em: <http://www.omicron.at> -> Products -> Protection Testing -> Development & Production -> CMC + Test Universe -> Literature -> CM-Line Catalog.
- [27] OMICRON. *IEDScout - Versatile software tool for working with IEC 61850 devices*. Disponível em: <http://www.omicron.at> -> Products -> All Products -> Secondary Testing & Calibration -> IEDScout -> Literature -> IEDScout Brochure.
- [28] R. Kuffel, D. Ouellette, e P. Forsyth. Real time simulation and testing using iec 61850. Em *Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010 Proceedings of the International Symposium*, páginas 1–8, Sept 2010.

- [29] RTDS Technologies Inc. “rtds technologies: The world standard for real time digital power system simulation”, 2015. URL: "<http://www.rtds.com>".
- [30] Siemens. *Overcurrent Protection/7SJ64*. Siemens SIP · Edition No. 7.
- [31] Efacec. *TPU S420. Unidade Terminal de Protecção e Controlo de Saídas*. EDIÇÃO 1 – REV. 1.7, MAIO 2010.
- [32] ABB. *Feeder Protection and Control REF630. Application Manual*. Document ID: 1MRS756510. Issued: 2014-11-28. Revision: E. Product version:1.3.
- [33] GE. *F650 - Feeder Protection and Bay Controller Sys*. 090819 - V9.
- [34] F. Oliveira. *Desenvolvimento e Implementação de Metodologias de Manutenção, Centradas na Fiabilidade (RCM), aplicada a Sistemas de Alimentação da Rede Nacional de Distribuição (RND)*. Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP), Porto, 2014.
- [35] EDP Distribuição Energia e SA. *Instalações AT e MT*. Subestações de Distribuição: Sistemas de alimentação de corrente contínua 110/48 Vcc com baterias do tipo alcalino - DMA-C13-510/N, 2012. URL: <http://www.edpdistribuicao.pt>.